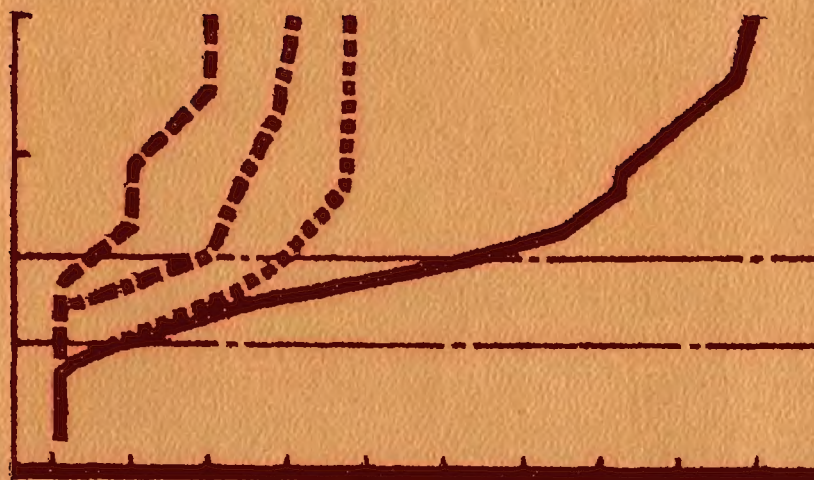


VISIT...

LANZAROTE
Caliente.COM

МЕТОДЫ ОПТИМИЗАЦИИ РЕЖИМОВ ЭНЕРГОСИСТЕМ



ББК 31.27

М 54

УДК 621 311 016 681 5 .

Рецензент доктор техн наук, заслуженный деятель
науки и техники РСФСР С А С о в а л о в

Методы оптимизации режимов энергосистем/
М54 В М. Горнштейн, Б П Мирошниченко, А. В. Поно-
марев и др., Под ред В М Горнштейна — М.
Энергия, 1981 — 336 с., ил

В пер 1 р 30 к

В книге рассматриваются методы расчетов оптимальных режимов
энергосистем предназначенные для краткосрочного планирования ре-
жимов и оперативного управления Даны примеры и анализ опыта
применения рассматриваемых методов

Рассчитана на инженеров, занимающихся расчетами режимов
энергосистем в целях планирования и управления ими

М $\frac{30311-540}{051(01)-81}$ 52-81(Э) 2302040000

ББК 31.27

6П2 11

ВАЛЕНТИН МОИСГЕВИЧ ГОРНШТЕЙН
БОРИС ПЕТРОВИЧ МИРОШНИЧЕНКО
АЛЕКСАНДР ВИКТОРОВИЧ ПОНОМАРЕВ
ВИКТОР АЛЕКСАНДРОВИЧ ТИМОФЕЕВ
АЛЕКСАНДР ГРИГОРЬЕВИЧ ЮРОВСКИЙ

**МЕТОДЫ ОПТИМИЗАЦИИ
РЕЖИМОВ ЭНЕРГОСИСТЕМ**

Редактор Я Н Лугинский

Редактор издательства И П Березина

Иллюстратор художника В Я Батищева

Технический редактор Л В Порхачева

Корректор Г А Полонская

ИБ № 1475 («Энергия»)

Сдано в набор 20 05 81

Подписано в печать 04 08 81

Т 22072

Формат 84/108^{1/2}

Бумага типографская № 2

Гарн шрифта

литературная

Печать высокая

Усл печ л 17 64

Уч изд л 18 86

Тираж 5000 экз

Зак 1171

Цена 1 р 30 к

Энергоиздат, 113114 Москва, М 114, Шлюзовая наб., 10

Московская типография № 10 Союзполиграфпрома при Государствен-
ном комитете СССР по делам издательств, полиграфии и книжной
торговли 113114 Москва, М 114, Шлюзовая наб., 10

© Энергоиздат, 1981

ПРЕДИСЛОВИЕ

Автоматизация систем диспетчерского управления является необходимым условием как нормальной работы энергосистем и их объединений, так и условием дальнейшего развития мощных энергообъединений и создания Единой энергосистемы страны. Методы расчета оптимальных режимов энергосистем и их объединений составляют существенную часть автоматизированной системы диспетчерского управления (АСДУ). Рассматриваемые методы, в значительной степени базирующиеся на ранних работах доктора техн. наук В. М. Горнштейна [8, 10], легли в основу алгоритмов и программ для ЭВМ 2-го и 3-го поколений, разработанных ВНИИЭ и вычислительным центром Главтехуправления Минэнерго СССР (ВЦ ГТУ). Методы охватывают широкий круг задач оптимизации режимов электростанций, расчетов установившихся и оптимальных режимов электрических сетей и оптимизации режимов энергосистем и их объединений.

Авторы выражают глубокую признательность всем сотрудникам ВНИИЭ и ВЦ ГТУ, принимавшим участие в разработках, а также сотрудникам энергетических организаций, принимавших участие во внедрении и использовании программ.

В книге рассматриваются методы расчетов оптимальных краткосрочных режимов энергосистем, положенные в основу разработки программ оптимизации режимов, вошедших в состав отраслевой автоматизированной системы управления «Энергия» для организации АСДУ. Эти методы охватывают широкий круг задач разработки оптимальных режимов отдельных электростанций, установившихся и оптимальных режимов электрических сетей, а также оптимальных режимов ЕЭС СССР в целом, объединенных энергосистем и отдельных энергосистем с учетом иерархической структуры диспетчерского управления.

Книга рассчитана на инженерно-технических и научных работников, занимающихся вопросами управления режимами энергосистем, а также студентов старших курсов вузов.

Вс пожелания и замечания по книге просьба направлять в адрес изд-ва «Энергия»: 113114, Москва, М-114, Шлюзовая наб., 10.

Авторы

ВВЕДЕНИЕ

Современный этап развития электроэнергетики СССР характеризуется увеличением мощности и сложности энергетических систем и их объединений. В эксплуатации находится большое количество электростанций с оборудованием различных типов, энергосистемы (ЭС) объединены магистральными электрическими сетями 220, 330, 500 и 750 кВ в мощные объединенные энергосистемы (ОЭС). Ведется формирование уникальной по сложности Единой энергосистемы (ЕЭС) СССР, охватывающей энергосистемы, находящиеся в различных часовых поясах и насчитывающей свыше тысячи электростанций. Предусматриваются дальнейшее повышение единичной мощности электростанций, ввод энергоблоков мощностью 500—1200 МВт, дальнейшее формирование ЕЭС СССР и строительство для этой цели магистральных линий электропередачи до 1150 кВ.

В связи с этим чрезмерно усложняется задача диспетчерского управления режимами ЕЭС СССР в целом и входящих в нее ОЭС и ЭС. Управление режимами вручную методами, еще недавно являвшимися традиционными, становится невозможным, и для обеспечения надежности режимов, надлежащего качества энергии и экономичности работы энергосистем внедряются автоматизированные системы диспетчерского управления (АСДУ), базирующиеся на применении ЭВМ и современных математических методов. Внедрение АСДУ в практику работы диспетчерских служб и управлений СССР началось в девятой пятилетке.

Автоматизированные системы диспетчерского управления предусматривают решение широкого круга задач расчета как стационарных режимов, так и нестационарных (устойчивость, токи короткого замыкания и т. п.) при долгосрочном (год, квартал) и краткосрочном (неделя, сутки) планировании и оперативном (до суток) управлении.

Оперативное диспетчерское управление ЕЭС СССР имеет иерархическую (ступенчатую) структуру. Ступе-

нями диспетчерского управления являются Центральное диспетчерское управление (ЦДУ) ЕЭС СССР (верхний уровень), объединенные диспетчерские управления (ОДУ), управляющие объединенными энергосистемами (ОЭС), диспетчерские службы (ДС) энергосистем (ЭС), а также диспетчерские службы сетевых районов и дежурные электростанций.

Вся работа по планированию режимов и управлению ими распределена между перечисленными ступенями иерархической схемы диспетчерского управления. Для возможности использования в этой схеме, а также в связи со сложностью решаемой задачи методы, рассматриваемые в настоящей книге, предусматривают разделение (декомпозицию) общей задачи управления режимами на ряд взаимосвязанных подзадач, решаемых на разных ступенях и в разные периоды времени.

Методика разделения функций по решению задачи между ступенями диспетчерской иерархии выбрана таким образом, чтобы дать возможность высшим ступеням сохранять контроль, необходимый для обеспечения оптимальности режима как ЕЭС в целом, так и отдельных ее частей.

Важной составной частью АСДУ являются методы расчета оптимальных режимов. Цель применения этих методов состоит прежде всего в отыскании допустимых, т. е. удовлетворяющих условиям надежности электроснабжения и надлежащего качества энергии, режимов. Не меньшее значение имеет выбор из числа допустимых режимов наиболее экономичного, так как в условиях работы современных ЭС (ОЭС) это позволяет практически без дополнительных затрат обеспечить экономию за счет снижения расхода топлива и потерь в электрических сетях, измеряемую в масштабах энергетики СССР десятками миллионов рублей в год.

Изложение этих методов и является основной целью настоящей работы. Основными показателями, с помощью которых оценивается экономичность работы ЭС (ОЭС), являются в настоящее время следующие:

- удельный расход условного топлива (или себестоимость) энергии, отпущенной с шин электростанций;
- потери электроэнергии в электрической сети.

Эти показатели в значительной мере зависят от распределения нагрузки между электростанциями. Например, загружая наиболее экономичные, но удаленные от

центров потребления электростанции, можно уменьшить удельный расход условного топлива, но увеличить потери электроэнергии в сети. Наличие двух отдельных, зависящих друг от друга показателей затрудняет оценку экономичности режимов ЭС (ОЭС) и мероприятий по ее повышению, в особенности в случаях, когда в одном из сравниваемых режимов удельный расход условного топлива на отпущенный 1 кВт·ч больше, а потери в сети меньше, чем в другом. Сказанное можно иллюстрировать следующим примером.

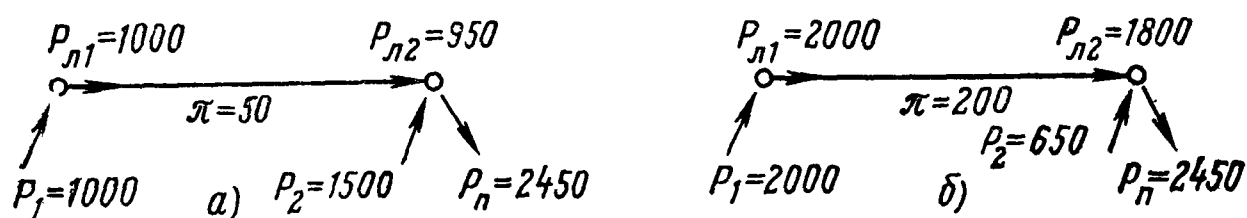


Рис. В.1. Два варианта распределения активных нагрузок между ТЭС.

а — режим 1; б — режим 2, $P_{л1}$ — мощность в начале линии; $P_{л2}$ — то же в конце линии.

Пример. Сравнить по критерию минимума суммарного удельного расхода условного топлива два режима работы энергосистемы, состоящей из двух ТЭС, соединенных ВЛ (рис. В.1). Зависимости расхода условного топлива ТЭС, т/ч, от их мощностей за вычетом мощности, расходуемой на собственные нужды (т. е. расходные характеристики нетто), линейны и допускают аналитические выражения следующего вида:

$$B_1 = 50 + 0,27P;$$

$$B_2 = 100 + 0,30P.$$

Суммарная нагрузка потребителей системы $P_n = 2450$ МВт. Потери мощности, МВт, в ВЛ определяются по формуле

$$\pi = 50(P \cdot 10^{-3})^2.$$

Рассмотрим два режима этой энергосистемы, характеризующиеся табл. В.1.

Как видно из табл. В.1, наивыгоднейшим из сравниваемых режимов является режим 1, при котором расход условного топлива составляет $B = 870$ т/ч.

При режиме 2, предусматривающем бóльшую загрузку более экономичной ТЭС № 1, расход условного топлива вследствие увеличения потерь в сети возрастает на 15 т/ч (1,72%). Тем не менее удельный расход на мощность и энергию, отпущенную с шин станций, снижается с 0,347 до 0,332 кг/(кВт·ч), т. е. на 4,3%, что может привести к неверной оценке этого режима как более экономичного.

Задача повышения экономичности работы ЭС (ОЭС) состоит, очевидно, в обеспечении минимума суммарного расхода условного топлива (или издержек) при задан-

Таблица В.1 Варианты распределения мощностей между двумя ТЭС

Номер ТЭС	Мощность нетто P , МВт	Расход условного топлива B , т/ч	Удельный расход нетто b_y , т/(МВт·ч)	Потери активной мощности π , МВт	Полезная мощность $P_{\text{п}}$, МВт	Удельный расход на полезно отпущен- ную мощ- ность b_y , т/(МВт·ч)
Режим 1						
1	1000	320	0,320	—	—	—
2	1500	550	0,367	—	—	—
Всего	2500	870	0,347	50	2450	0,3551
Режим 2						
1	2000	590	0,295	—	—	—
2	650	295	0,453	—	—	—
Всего	2650	885	0,332	200	2450	0,3612

ной в каждый момент времени нагрузке потребителей, а следовательно, заданном полезном отпуске электроэнергии. Очевидно поэтому, что наиболее экономичен режим, обеспечивающий минимальный удельный расход топлива (себестоимость) на полезно отпущенный 1 кВт·ч. Этот показатель и является действительным критерием экономичности работы ЭС, заменяющим приведенные выше частные показатели.

Ряд обстоятельств, в частности трудность точного определения полезного отпуска электроэнергии потребителям, препятствует принятию этого показателя в качестве основного отчетного показателя работы ЭС (ОЭС). Однако при оценке целесообразности проведения того или иного мероприятия, направленного на повышение экономичности работы ЭС, следует исходить из влияния этого мероприятия именно на этот показатель. Методы, рассматриваемые в настоящей книге, исходят из этого критерия экономичности.

Наибольшие потери в процессе выработки и распределения электроэнергии имеют место в теплосиловом оборудовании ТЭС. Так как КПД современных ТЭС не превышает 40%, то потери в них составляют свыше 60%.

Расход на собственные нужды ТЭС, также являющийся одним из видов потерь, составляет 4—6%. Потери электроэнергии в сетях ЭС колеблются от 5 до 12%. Следовательно, экономичность работы ЭС в первую очередь определяется экономичностью оборудования ТЭС и в значительно меньшей мере потерями в сетях и расходом энергии на собственные нужды. Наивыгоднейший режим ЭС (ОЭС) также в первую очередь определяется распределением активных мощностей между ТЭС и агрегатами внутри ТЭС. Поэтому в книге большое внимание обращено на характеристики теплосилового оборудования (турбин и котлов).

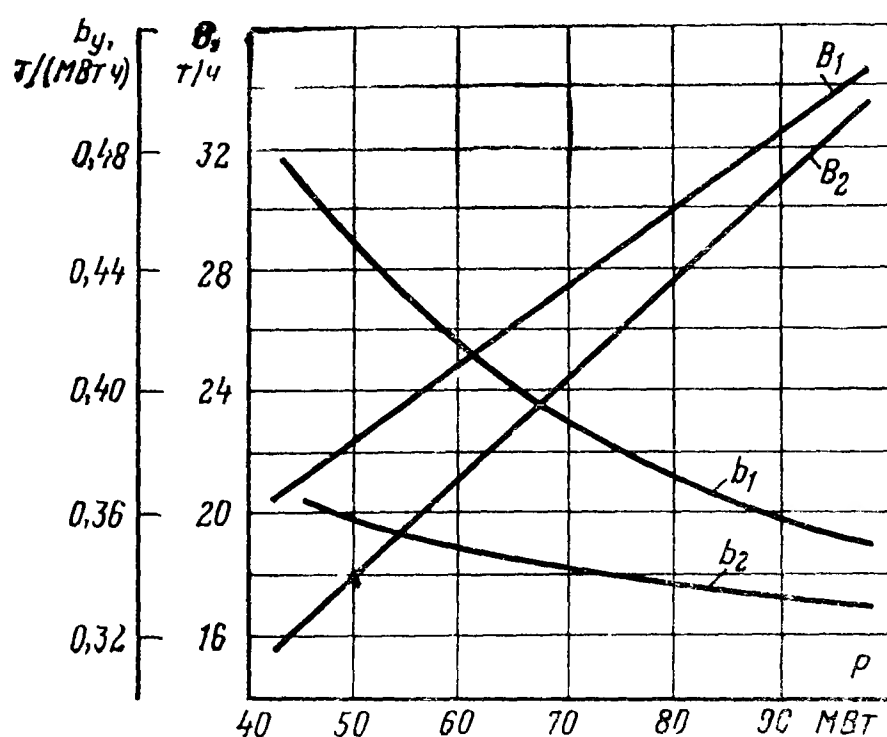


Рис. В.2. Расходные характеристики B_1 и B_2 и характеристики удельных расходов b_1 и b_2 двух энергоблоков

Экономичность работы электростанций и их агрегатов принято характеризовать удельным расходом тепла (условного топлива) или КПД.

Эти величины широко применяются также при проведении ряда эксплуатационных расчетов. Привычка пользоваться ими вызывает попытки применить их и к решению вопросов об установлении оптимального режима как внутри электростанций, так и в ЭС (ОЭС). В результате все еще широко распространены ошибочные представления и приемы, приводящие к перерасходу топлива. К их числу относится, например, представление, будто первоочередная загрузка агрегата (электростанции), имеющего наименьший удельный расход (большой КПД), всегда выгодна.

Чтобы показать ошибочность этого представления, рассмотрим простейший пример распределения суммарной нагрузки 150 МВт между двумя энергоблоками. Зависимости полного часового расхода условного топлива B от нагрузки P (расходная характеристика)

и удельных расходов $b_y = B/P$ от P (характеристика удельных расходов) каждого из энергоблоков представлены на рис. В.2.

Как видно из рис. В.2, полный B и удельный b_y расходы для блока № 1 при всех нагрузках выше, чем для блока № 2. Поэтому согласно распространенным представлениям нужно загрузить полностью ($P=100$ МВт) блок № 2, а оставшуюся мощность ($P=50$ МВт) передать блоку № 1, что дает расход условного топлива по блоку № 1 22,5 т/ч, по блоку № 2 33,0 т/ч и в сумме 55,5 т/ч.

Однако в данном случае оптимальными являются полная нагрузка менее экономичного блока № 1 и разгрузка до 50 МВт блока № 2, что дает расход условного топлива по блоку № 1 35,0 т/ч, по блоку № 2 18,0 т/ч и в сумме 53,0 т/ч.

Другими словами, в данном случае первоочередная загрузка более экономичного блока № 2 дает перерасход условного топлива 2,5 т/ч (4,7%).

Это объясняется тем, что основную роль для распределения мощностей между агрегатами играют не удельные (или полные) расходы, а относительные приросты, т. е. производные $b = dB/dP$, которые для данных блоков постоянны (расходная характеристика линейна) и составляют для блока № 1 0,25 т/(МВт·ч), а для блока № 2 0,3 т/(МВт·ч).

Можно привести аналогичные примеры, иллюстрирующие ошибочность распространенных представлений о выгоде загрузать агрегаты в порядке снижения их КПД, о выгоде режима, при котором имеет место минимум удельного расхода (максимум КПД) каждого агрегата, энергоблока, электростанции и т. п.

Излагаемые в настоящей книге расчетные приемы основаны на использовании относительных приростов расхода условного топлива или издержек. Поэтому их часто объединяют под одним названием «метод относительных приростов».

Задача расчета оптимального режима состоит в нахождении оптимальных значений всех параметров, характеризующих его допустимость и экономичность, в частности активных и реактивных мощностей, напряжений, тепловых нагрузок агрегатов ТЭЦ, состава работающих агрегатов и т. п. Другими словами, необходима комплексная оптимизация режима по всем переменным. Вместе с тем попытка решить эту задачу одновременно путем применения единого алгоритма приводит, как показано далее, к непреодолимым в настоящее время затруднениям, связанным с большой размерностью задачи и необходимым для ее решения огромным объемом исходной информации. Как уже указывалось, основным путем преодоления этих затруднений лежит в декомпозиции задачи, т. е. разделении ее на ряд подзадач.

В каждой подзадаче рассматриваемая подсистема описывается математической моделью, дающей приближенное описание системы, в частности, содержащей не все переменные, определяющие режим. При этом пренебрегают рядом факторов, оказывающих на режим меньшее влияние, и т. п.

Вместе с тем предусматривается возможность дооптимизации, т. е. уточнения режима, найденного для упрощенной модели, за счет учета дополнительных факторов при решении отдельной подзадачи. Следует заметить, что при всяких расчетах неизбежно представление исследуемого реального объекта его моделью, содержащей те или иные упрощения.

Как указывал Р. Беллман, попытка учесть все реальные черты сложного объекта приводит к такому усложнению описывающих его уравнений, что задача становится неразрешимой. Вместе с тем чрезмерные упрощения ведут к неприемлемым погрешностям. Поэтому необходимо идти «прямой и узкой тропой между западнями переупрощения и болотом переусложнения». Выбор такой «тропы» весьма труден, так как ее положение зависит от ряда изменяющихся обстоятельств, к которым прежде всего относятся полнота и точность располагаемой исходной информации, возможности применяемой вычислительной техники и др. Кроме того, это зависит и от целей расчета, так как одни и те же упрощения допустимы в одних случаях и приводят к неприемлемым погрешностям в других. Декомпозиция и последующая дооптимизация являются, по-видимому, наиболее приемлемым в настоящее время путем преодоления этих затруднений, так как позволяют по упрощенной модели сравнительно быстро решить основную часть задачи и определить наиболее важные и общие характеристики исследуемого режима, а затем уточнить те его стороны, которые в данном случае представляют наибольший интерес.

Общим для данной работы упрощением является рассмотрение всей задачи и подзадач в детерминистической постановке ввиду того, что учет вероятностного и частично неопределенного характера части информации вызывает большие трудности при подготовке информации и усложняет решение. Детерминистическая постановка тем более оправдана, что в работе рассматриваются преимущественно краткосрочные режимы.

ОСНОВНЫЕ ПОНЯТИЯ

1.1. НЕЗАВИСИМЫЕ И ЗАВИСИМЫЕ ПАРАМЕТРЫ, ХАРАКТЕРИЗУЮЩИЕ РЕЖИМ

Режим работы ЭС (ОЭС) характеризуется рядом параметров, которые в процессе ведения режима можно изменять (регулировать). К их числу относятся активные и реактивные мощности станций P_i , Q_i , нагрузки потребителей $P^н_i$, $Q^н_i$, нагрузки и токи линий электропередачи и других элементов электрической сети P_l , Q_l , I_l , напряжения в узлах эквивалентной схемы электрической сети U_l , электрические и тепловые нагрузки агрегатов и других элементов тепловых электростанций (ТЭС) и гидроэлектростанций (ГЭС). Из этих параметров часть является заданной. В частности (за исключением случаев, когда рассматриваются возможности регулирования графиков нагрузки потребителей), для каждого момента времени заданными являются электрические (активные и реактивные) нагрузки потребителей каждого узла электрической сети, тепловые нагрузки потребителей, получающих тепло от ТЭЦ, и др. Их совокупность рассматривается как многомерный вектор исходной информации. Также предполагаются известными (с той или иной степенью точности) характеристики агрегатов и элементов сети.

Остальные параметры режима являются переменными. Их можно разделить на независимые, выбор которых полностью определяет режим, и зависимые, которые можно найти, зная независимые. Вектор независимых параметров мы будем обозначать через X (компоненты x_i), а зависимых через Y (компоненты y_i). В большинстве случаев разделение параметров (переменных) на независимые и зависимые можно произвести различными способами. Так, например, режим электрической сети можно однозначно определить путем задания во всех узлах действительных U'_i и мнимых U''_i составляющих напряжения. В этом случае указанные составляющие (число их должно быть $2n-1$, где n — число узлов) рас-

сматриваются как компоненты x_i вектора $\mathbf{X}$. Зная эти величины, можно по несложным формулам рассчитать все остальные параметры режима (модули напряжений в узлах U_i , фазовые углы δ_i , активные и реактивные мощности узлов P_i , Q_i , нагрузки ВЛ и т. д.), которые в данном случае рассматриваются как компоненты y_i вектора $\mathbf{Y}$.

Возможно выделение в качестве независимых других параметров, например модулей напряжений в узлах U_i и фазовых углов δ_i . Тогда действительные и мнимые составляющие узловых напряжений перейдут в состав вектора $\mathbf{Y}$. В некоторых работах в качестве независимых параметров выбирают модуль напряжения U_0 в одном из узлов (базисном) и мощности P_i , Q_i в остальных узлах.

Выбор независимых параметров является весьма ответственной задачей и существенно отражается на методике расчета режима. В частности, при выборе в качестве компонентов вектора $\mathbf{X}$ величин U_0 , P_i , Q_i режим электрической сети определяется неоднозначно (существует множество решений с различными U_i). Возможно также нарушение условий существования режима (режим, соответствующий заданному вектору $\mathbf{X}$, не существует и не может быть определен).

Нахождение компонентов x_i , обеспечивающих оптимальный режим, является задачей оптимизации режима по переменным x_i , которые в этом случае называются независимыми переменными, а соответствующие компоненты y_i — зависимыми переменными. Вопрос о разделении параметров на зависимые и независимые рассматривается в настоящей книге при рассмотрении способов решения отдельных подзадач, на которые распадается задача оптимизации режима ЭС.

Некоторые методы оптимизации, например методы линейного программирования, метод приведенного градиента [38], предусматривают изменение состава независимых и зависимых переменных в процессе решения задачи (смену базиса). В настоящей работе, за исключением подзадачи оптимизации режима электрической сети, состав независимых и зависимых переменных в процессе решения остается неизменным.

Любой режим, реализуемый в ЭС, должен прежде всего удовлетворять условиям допустимости, вводимым для обеспечения его надежности и надлежащего качест-

ва энергии. Условия допустимости задаются в виде ряда равенств и неравенств, которым должны удовлетворять как независимые, так и зависимые параметры. Определение допустимого режима современных сложных ЭС вызывает существенные трудности, и в ряде случаев даже опытные сотрудники диспетчерских служб не в состоянии найти его вручную. Поэтому основная задача расчета режима часто состоит в определении допустимого режима или в вводе режима в допустимую область, т. е. в изыскании путей устранения нарушений заданных условий и ограничений.

Вместе с тем в большинстве случаев условиям допустимости может удовлетворять множество режимов, для реализации каждого из которых требуются различные издержки. Поэтому весьма актуальной является задача выбора оптимального режима, т. е. наиболее экономичного (реализующего минимум эксплуатационных издержек) из числа допустимых.

Существенная особенность режима ЭС состоит в наличии циклов регулирования (суточный, недельный, годовой), определяемых изменениями графиков нагрузки потребителей, условиями сработки и наполнения водохранилищ ГЭС, поставок топлива и т. п. Это вызывает необходимость введения условий и ограничений, относящихся ко всему циклу регулирования и обуславливающих взаимозависимость режимов в отдельные моменты времени. Строго говоря, и эксплуатационные издержки в отдельные моменты времени зависят не только от параметров режима в данный момент (мгновенного режима), но и от режима в предыдущий период (в связи с нестационарными явлениями в теплосиловом оборудовании, необходимостью пуска и останова агрегатов и т. п.). Поэтому оптимизация режима должна производиться для некоторого периода времени T , обычно равного наибольшему циклу регулирования, который определяется, как правило, условиями сработки и наполнения наибольшего водохранилища ГЭС. В задачах оптимизации длительных режимов, как правило, принимается годовой цикл.

Вместе с тем, как уже говорилось, ввиду сложности задачи ее приходится разбивать на ряд подзадач, к числу которых относятся и все рассматриваемые в настоящей книге подзадачи оптимизации краткосрочных режи-

мов. При этом рассматриваются более короткие циклы оптимизации (суточные, недельные), входящие в состав основного цикла, а также мгновенные режимы.

1.2. ЦЕЛЕВАЯ ФУНКЦИЯ

Цель решения задачи оптимизации режима ЭС (ОЭС) заключается в минимизации эксплуатационных издержек. При этом достаточно рассматривать только часть издержек, зависящую от режима, а издержки, практически не зависящие от режима (содержание персонала, амортизационные отчисления, расходы на содержание зданий, сооружений, расходы, связанные с эксплуатацией электрических сетей), при оптимизации не учитывать. К издержкам ЭС, зависящим от режима, относятся главным образом издержки на топливо, расходуемое ТЭС, которые для любого периода T определяются как

$$I_{\text{топ}}^T = \sum_i \varphi_i B_i^T, \quad (1.1)$$

где B_i^T — расход условного топлива i -й ТЭС за период T ; φ_i — его цена.

Расход условного топлива каждой станции B_i^T является интегралом по времени мгновенных расходов топлива B_i следующего вида:

$$B_i^T = \int_0^T B_i dt. \quad (1.1a)$$

Таким образом, B_i^T зависит от всего режима станции в рассматриваемый период и является по терминологии вариационного исчисления функционалом, функционалом является и величина $I_{\text{топ}}^T$. Вместе с тем от режима ЭС в той или иной мере зависят и некоторые другие виды издержек. В частности, от режима работы ЭС зависит износ некоторых видов оборудования (например, износ турбогенератора зависит от числа его пусков и режима пусков, от колебаний нагрузки и др.), а следовательно, и расходы на его ремонт.

От режима работы ЭС в некоторой степени зависит эффективность работы некоторых неэнергетических отраслей народного хозяйства. В частности, от режима работы ГЭС зависит эффективность ирригации, судоходства, рыбного хозяйства; отклонения от норм напряже-

ния и частоты снижают эффективность работы ряда потребителей. От режима работы ТЭС и ГЭС могут зависеть и издержки, связанные с охраной окружающей среды.

Принципиально наиболее точный учет указанных обстоятельств возможен путем введения так называемых функций ущерба, т. е. дополнительных издержек, возникающих при отклонении параметров режима от оптимальных значений (для потребителя, водопользователя и т. п.). Очевидно, что в условиях социалистического хозяйства должны минимизироваться полные народнохозяйственные издержки, зависящие от режима, что дает следующее выражение для минимизируемой (целевой) функции:

$$I^T = I_{\text{топ}}^T + \sum_j Y_j, \quad (1.2)$$

где Y — ущерб у j -го потребителя (агрегата, водопользователя).

Функции ущерба, как правило, имеют сложный характер и зависят не только от режима в данный момент времени, но и от всего режима работы в предшествующий период, в частности от длительности работы с отклонениями параметров режима от оптимальных и от глубины этих отклонений. Они могут зависеть от многих параметров. В ряде случаев ущерб (например, от воздействия на окружающую среду) трудно под-

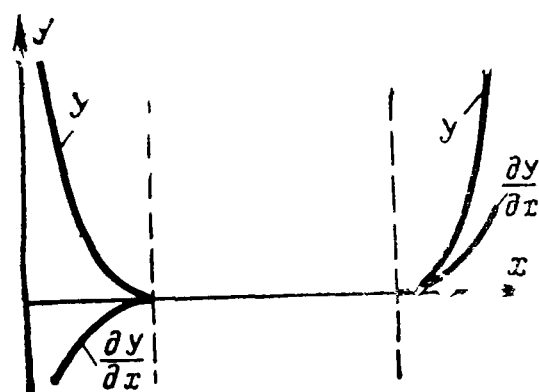


Рис. 1.1. Функция ущерба и ее частные производные по x

дается денежному выражению. В связи с этим функции ущерба, за исключением отдельных случаев, мало изучены, что препятствует их применению при практических расчетах. Вместе с тем имеющиеся исследования показывают, что функции ущерба имеют вид, аналогичный представленному на рис. 1.1. Их характерными свойствами являются наличие широкой области изменений параметров режима, в которых ущерб незначителен, и резкое повышение ущерба при выходе за границы этой области. Поэтому при практических расчетах обычно устанавливают допустимые пределы изменения параметров режима, при работе внутри которых ущербом пренебрегают.

Таким образом, задача оптимизации сводится к минимизации целевой функции (1.1) при соблюдении ряда ограничений, указанных ниже. Вместе с тем излагаемая в настоящей книге методика позволяет учесть функции ущерба в тех случаях, когда они известны. Необходимо заметить, что учет цен на топливо в выражении (1.1) при оптимизации режима приводит к повышению нагрузки ТЭС, работающих на дешевых видах топлива, и разгрузке ТЭС, работающих на дорогих видах. Общий расход топлива в ЭС при этом увеличивается. Вместе с тем действующие в настоящее время цены на топливо не всегда правильно отражают народнохозяйственную ценность различных его сортов. Кроме того, они не могут отразить конъюнктурные условия топливоснабжения, которые часто меняются. Поэтому в практике расчетов условие минимума издержек по формуле (1.1) обычно заменяют условием минимума суммарного расхода условного топлива. Это достигается без изменения методики оптимизации приравниванием в формуле (1.1) всех c_i единице. Дефицитность некоторых сортов топлива учитывается введением ограничений на их расход в течение некоторого периода.

1.3. ЗАДАЧА ОПТИМИЗАЦИИ МГНОВЕННЫХ РЕЖИМОВ

При практических расчетах для определения расхода условного топлива B^T , (издержек, расхода воды на ГЭС и т. п.) за период T интеграл в формуле (1.1а) заменяют суммой «мгновенных» расходов, т. е. расходов за малые интервалы времени (обычно часы). При этом задача оптимизации режима для периода T сводится к решению ряда подзадач оптимизации мгновенных режимов.

Целевая функция в этом случае аналогична (1.1) с той только разницей, что издержки для периода времени $I^T_{\text{топ}}$ заменяются мгновенными издержками:

$$I = \sum_i c_i B_i, \quad (1.3)$$

где B_i — мгновенный (среднечасовой) расход условного топлива, зависящий от мощностей станции и ее агрегатов.

В некоторых подзадачах минимизируется другая величина, например, при оптимизации режима электрической сети — суммарные потери активной мощности π .

Таким образом, в общем случае задача оптимизации сводится к следующему:

$$F(X) \rightarrow \min. \quad (1.4)$$

Необходимо найти значения компонентов вектора независимых параметров x_i , реализующие минимум $F(X)$. Таким образом, вектор независимых параметров X в данном случае является вектором независимых переменных оптимизации.

При оптимизации режима во всех рассматриваемых ниже подзадачах в каждый момент времени должны выполняться условия (ограничения) в форме равенств.

Например, в подзадаче оптимизации режима ЭС по активной мощности должно соблюдаться условие баланса активных мощностей, имеющее следующий вид:

$$\varphi = \sum_i P^g_i - \sum_i P^h_i - \pi = 0, \quad (1.5)$$

где P^g_i — активные мощности генерирующих источников (ТЭС, ГЭС) в i -м узле эквивалентной схемы электрической сети; P^h_i — активные нагрузки потребителей; π — суммарные потери активной мощности в электрической сети.

В других подзадачах аналогичные условия налагаются на ряд других величин (например, условия баланса пара и тепла по паропроводам ТЭС), причем в одной подзадаче может быть введено несколько условий рассматриваемого вида.

В общем случае условия в форме равенств можно записать в следующем виде:

$$\varphi_j(X, Y) = 0, \quad (1.6)$$

например, в (1.5) величины P^g_i являются компонентами вектора X , потери в сети π — зависимой переменной Y , а нагрузки P^h_i — заданными величинами. Минимизация (1.4) при условии (1.6) является классической задачей поиска условного экстремума (в данном случае — минимума) функции многих переменных (1.4). Возможны два пути решения этой задачи.

Первый путь состоит в исключении из каждого условия (1.6) одной из независимых переменных, т. е. выражении ее через другие переменные. Этот путь применяется, в частности, при оптимизации режима энергосистем по активной мощности, когда мощность одной

из станций (балансирующей) выражается через мощности остальных, по которым и производится оптимизация. При таком подходе учет каждого из условий (1.6) уменьшает число независимых переменных на единицу.

Более общий путь заключается в составлении функции Лагранжа:

$$F(X, Y) = f(X) + \sum_s \gamma_s \varphi_s(X, Y), \quad (1.7)$$

где γ_s — неопределенные множители Лагранжа.

В этом случае задача отыскания условного экстремума функции $f(X)$ заменяется задачей безусловной оптимизации функции $F(X, Y)$, причем независимыми переменными являются все компоненты вектора X .

Помимо условий (1.6), при решении рассматриваемых задач необходимо учитывать ограничения в форме неравенств, налагаемые как на зависимые, так и на независимые переменные. Эти ограничения имеют следующий вид:

$$x^{min} \leq x_i \leq x_i^{max} \quad (1.8)$$

и

$$y_r^{min} \leq y_r \leq y_r^{max}. \quad (1.8a)$$

Такие ограничения налагаются на активные мощности агрегатов и станций, напряжения в узлах, нагрузки (мощности и токи) ВЛ и ряд других переменных.

Следует заметить, что целевая функция, как видно из дальнейшего, существенно нелинейна. Нелинейны также многие из условий и ограничений. В частности, в (1.5) нелинейной является зависимость $\pi(X)$, нелинейна зависимость многих переменных y_i от X .

При наличии ограничений вида (1.8) и (1.8a) рассматриваемая задача относится к классу задач нелинейного математического программирования, не рассматриваемых в классической математике. Несмотря на то, что разработке методов нелинейного программирования уделяется очень большое внимание в СССР и за рубежом, до настоящего времени проблема решена не полностью. Имеющиеся методы хорошо работают при решении отдельных частных задач и дают неудовлетворительные результаты при попытке применить их для других условий. Поэтому в настоящей работе разработаны модифи-

кации методов, приспособленные для решения рассматриваемого круга задач.

Наибольшие трудности при решении задач нелинейного программирования вызывает учет ограничений вида (1.8а). (Ограничения, наложенные на независимые переменные, учитываются закреплением на каждой итерации переменных, вышедших за допустимые пределы, на этих пределах.)

В основу учета ограничений (1.8а) в настоящей книге положен приближенный, но весьма эффективный метод штрафных функций. Сущность его состоит в том, что считается допустимой работа с любыми значениями переменных, на которые наложены ограничения, т. е. с нарушениями этого ограничения. Однако в случае нарушения допустимого предела по какой-либо зависимой переменной y_r в целевую функцию вводится большая положительная величина $Ш_r$ (штрафная функция), делающая работу с нарушением предела невыгодной, в результате чего целевая функция принимает следующий вид:

$$F = f(X) + \sum_s \gamma_s \varphi_s(X, Y) + \sum_r Ш_r(Y). \quad (1.9)$$

(Такая форма метода штрафных функций в математической литературе называется «методом внешней точки».) При этом задача сводится к безусловной оптимизации функции (1.9) по независимым переменным x_i . Особенность рассматриваемого метода состоит в том, что для обеспечения удовлетворительной сходимости итерационного процесса оптимизации и исключения возможности нарушения пределов после оптимизации величины $Ш_r$ в ходе итерации увеличиваются по алгоритму, описанному в § 2.5, т. е. для каждой переменной y_r , на которую наложено ограничение вида (1.8а), вводится последовательность штрафных функций $Ш_r$.

Таким образом, принятый метод оптимизации относится к классу методов последовательной безусловной оптимизации [62].

Условия экстремума функции (1.9) определяются равенством нулю ее частных производных по всем независимым переменным x_i , что дает

$$\frac{\partial F}{\partial x_i} = \frac{\partial f}{\partial x_i} + \sum_s \gamma_s \frac{\partial \varphi_s}{\partial x_i} + \sum_r \frac{\partial Ш_r}{\partial x_i} = 0; \quad i = 1, 2, \dots, n. \quad (1.10)$$

Уравнения (1.10) и (1.6) образуют систему нелинейных уравнений порядка $n+m$. Оптимизация сводится к решению этой системы, что позволяет определить все n значений x_i и m значений γ_s , обращающих эти уравнения в нуль, т. е. полностью определить оптимальный режим (если искомый экстремум является минимумом).

Решение этой системы уравнений, как и всякой нелинейной системы, возможно только итерационными методами, к числу которых относятся и градиентные методы, рассматриваемые в гл. 2.

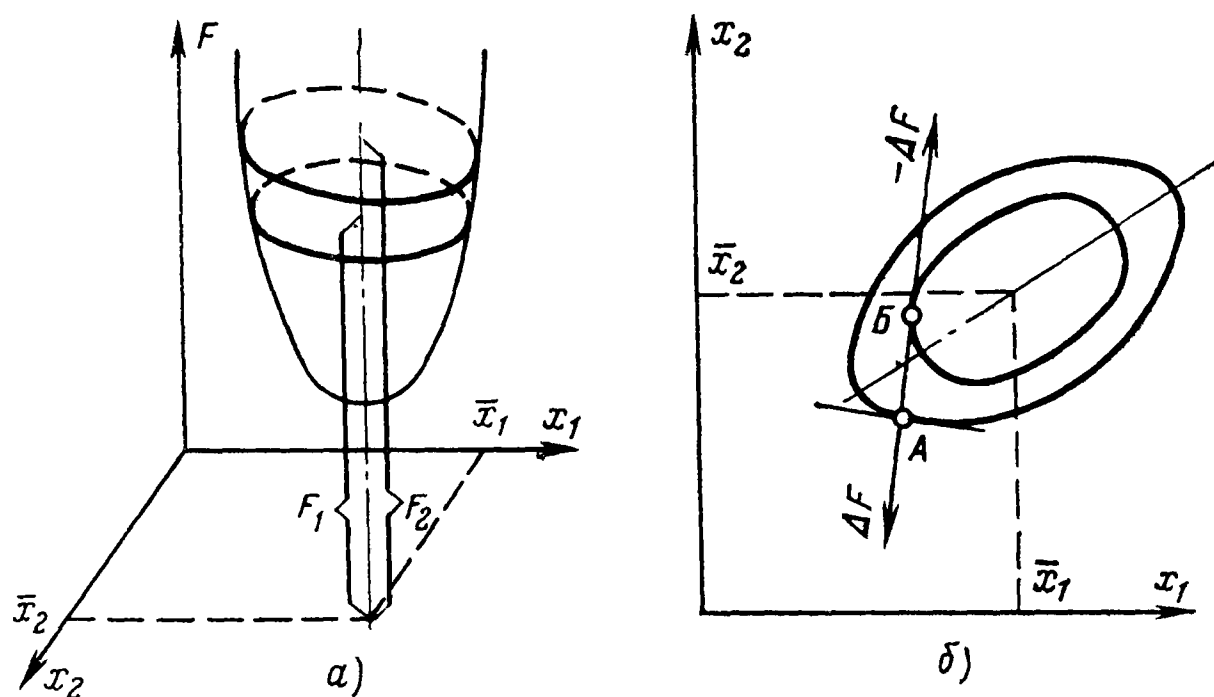


Рис. 1.2. Строго выпуклая функция двух независимых переменных $F(x_1, x_2)$ и соответствующие линии уровней.

В градиентном методе оптимизации частные производные $\partial F / \partial x_i$ рассматриваются как компоненты вектора-градиента функции F , который обозначается $\text{grad } F(X) = \partial F / \partial X$ или $\nabla F = \partial F / \partial X$.

Функцию n независимых переменных $F(X)$ можно представить поверхностью в n -мерном пространстве (гиперповерхностью). Для случая функции двух независимых переменных такая поверхность представлена на рис. 1.2, а. Проводя сечения ее плоскостями, параллельными плоскости x_1, x_2 (в n -мерном пространстве гиперплоскостями), соответствующими разным значениям $F(X)$, можно получить линии уровня (рис. 1.2, б). В точке с координатами $\bar{x}_1, \bar{x}_2$, в которой имеет место экстремум (на рис. 1.2 минимум) функции, вектор-градиент ∇F , а следовательно, и все его компоненты, определяемые по формулам (1.10), обращаются в нуль.

В любой другой точке (точка A на рис. 1.2, б) вектор-градиент ∇F перпендикулярен касательной к линии

уровня $F(X)=C$ в этой точке и направлен в сторону быстрого возрастания функции F , а вектор-антиградиент $-\nabla F$ направлен в сторону ее быстрого убывания. Точка касания вектора $-\nabla F$ к линии уровня $F(X)=C_1$ определяет экстремум (в данном случае минимум) функции по направлению $-\nabla F$ (точка B на рис. 1.2,б).

В большинстве рассматриваемых ниже подзадач все переменные допускают непрерывное изменение. Исключением являются коэффициенты трансформации трансформаторов, которые могут изменяться лишь определенными степенями. Строгий учет этого обстоятельства вынудил бы применить чрезвычайно громоздкие и недостаточно разработанные методы целочисленного нелинейного программирования. Ввиду этого при решении подзадачи оптимизации режима электрической сети применяется приближенный прием, заключающийся в решении задачи при допущении непрерывного изменения соответствующих переменных, а затем последовательном закреплении их на ближайших дискретных значениях с дооптимизацией режима по остальным переменным.

1.4. ВЫПУКЛОСТЬ И ВОГНУТОСТЬ. УСЛОВИЯ ЕДИНСТВЕННОСТИ ЭКСТРЕМУМА

Целевая функция в общем случае может быть многоэкстремальной, т. е. иметь несколько минимумов и максимумов, как показано на рис. 1.3. В этом случае возникает задача выбрать из числа экстремумов минимум и притом наименьший (глобальный).

Существующие общие методы решения многоэкстремальных задач отличаются чрезвычайной громоздкостью и позволяют быстро найти решение лишь при малой размерности задачи (5—10 независимых переменных, что для наших целей неприемлемо). Вместе с тем обычные методы решения обеспечивают нахождение лишь отдельной особой точки, в которой ча-

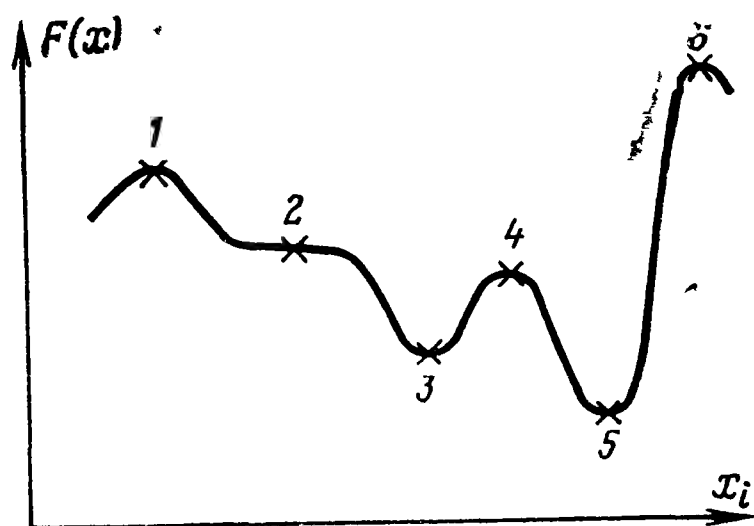


Рис. 1.3. Общий вид многоэкстремальной функции.

1, 4 — локальные максимумы; 2 — точка перегиба; 3 — локальный минимум; 5 — глобальный минимум; 6 — глобальный максимум.

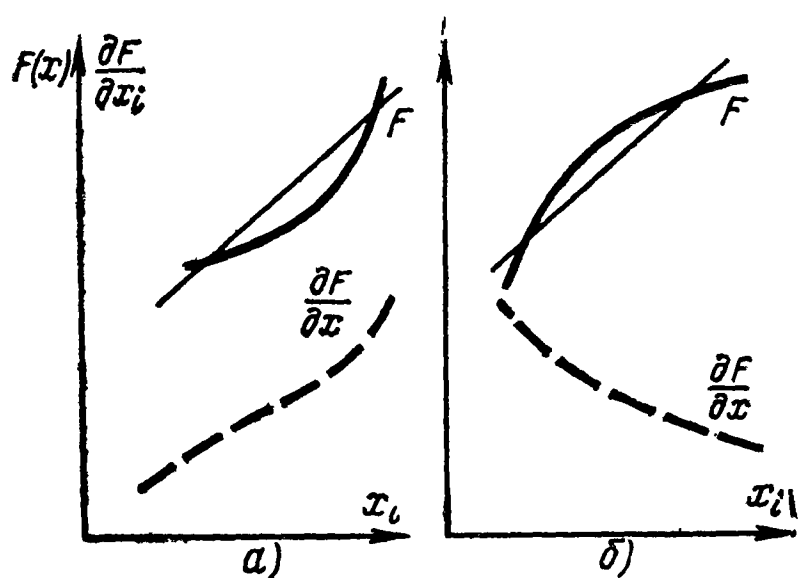


Рис. 1.4. Строго выпуклая (а) и строго вогнутая (б) функции и их производные (пунктир).

стная производная $\partial F / \partial x_i = 0$. Такой точкой в зависимости от случайных обстоятельств (выбор начального приближения) может быть любой из ло-

кальных минимумов или максимумов или точка перегиба (не минимум и не максимум). В связи с этим существенное значение имеет исследование условий, при которых решение обеспечивает нахождение глобального минимума.

В математической литературе для этого используются понятия выпуклости и вогнутости функций и множеств. При этом каждая переменная x_i рассматривается как i -я координата n -мерного пространства. Таким образом, любой многомерный вектор X с координатами $x_i = 1, 2, \dots, n$ определяет точку в n -мерном пространстве, а все допустимые его значения — множество точек в допустимом множестве. Ограничения определяют границы этого множества. Целевая функция определяет поверхность в этом множестве, причем функция называется строго выпуклой, если отрезок прямой, соединяющей любые две точки этой поверхности, везде, кроме указанных точек, лежит выше поверхности, и строго вогнутой, если он лежит ниже ее [28, 31].

Примеры строго выпуклой и строго вогнутой функции одной переменной представлены на рис. 1.4. Функция двух переменных на рис. 1.2 также является строго выпуклой. Следует заметить, что линии уровня строго выпуклой функции также являются соответственно строго выпуклыми функциями (см. рис. 1.2). Линейная функция, определяемая гиперплоскостью в n -мерном пространстве или прямой для функций одной переменной, является одновременно выпуклой и вогнутой.

Сумма выпуклых или вогнутых функций также является соответственно выпуклой или вогнутой.

Строго выпуклая или вогнутая функция имеет единственный экстремум, являющийся соответственно глобальным минимумом или максимумом. Функция, имею-

щая линейный участок, имеет бесконечное число экстремумов, равных по величине (рис. 1.5).

Для суждения об одноэкстремальности при наличии ограничений можно воспользоваться понятием выпуклости допустимого множества. Множество является выпуклым, если любой отрезок прямой, соединяющей две точки границ множества, целиком лежит внутри множества (рис. 1.6).

О выпуклости или вогнутости целевой функции можно судить также по характеру изменения ее частных производных $\partial F/\partial X$. В случае строго выпуклой функции эта производная по мере увеличения аргумента возрастает (рис. 1.4, а), а для строго вогнутой падает. При наличии линейного участка целевой функции указанная производная на этом участке постоянна.

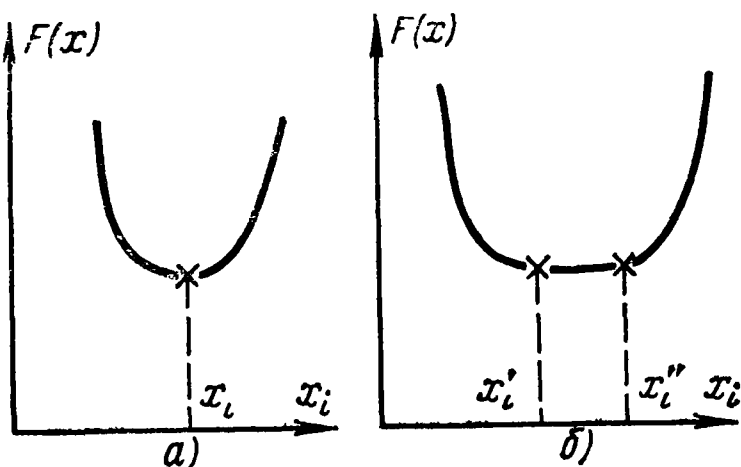


Рис. 1.5. Характер изменения функции вблизи экстремума.
а — строго выпуклая функция; б — выпуклая функция, имеющая линейный участок.

Этот критерий при решении задач, рассматривающихся в настоящей работе, более удобен и будет в дальнейшем чаще всего использоваться.

Как уже указывалось, при учете ограничений в форме неравенств введением штрафных функций задача сводится к безусловной оптимизации целевой функции (1.9), экстремум которой обеспечивает выполнение как

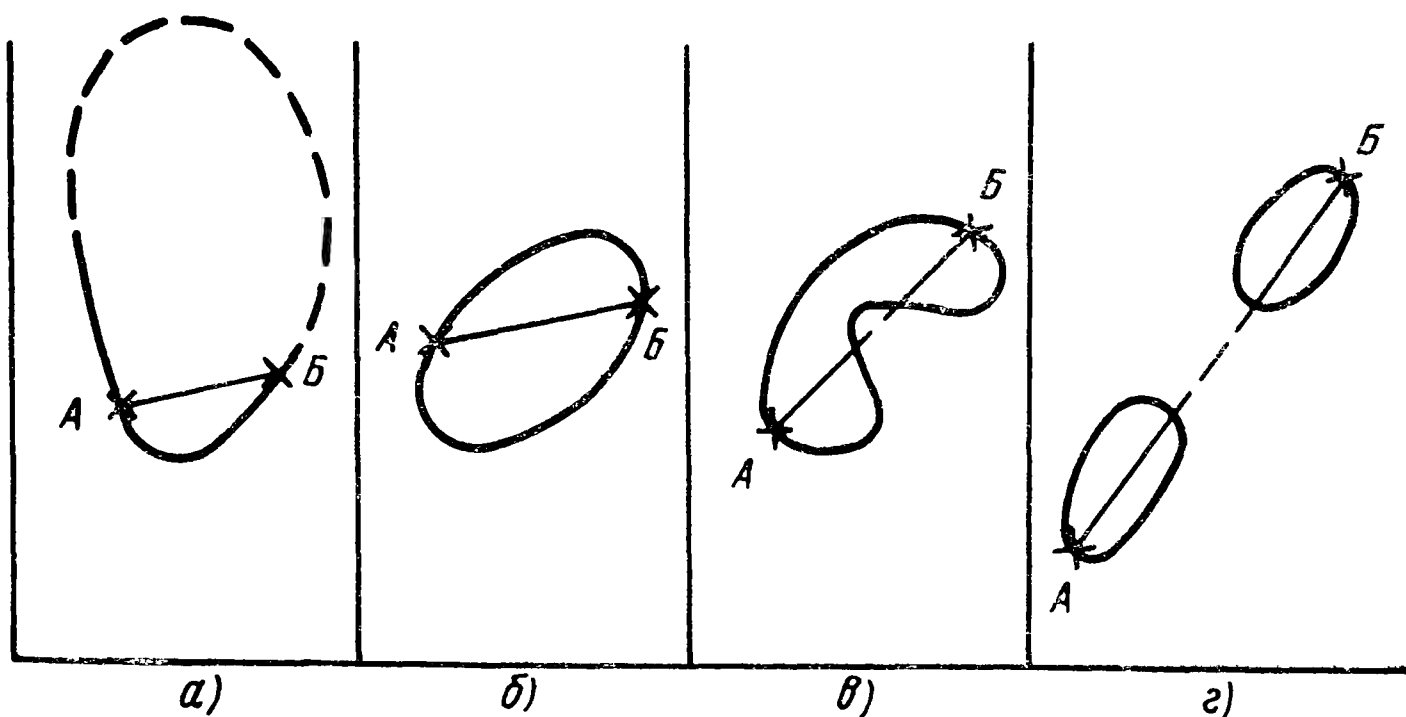


Рис. 1.6. Примеры выпуклых (а и б) и невыпуклых (в и г) множеств. Множество г — неодносвязное.

условий допустимости режима, так и его оптимальности. Поэтому для доказательства ее одноэкстремальности достаточно показать выпуклость функции (1.9), не привлекая к рассмотрению вопрос о выпуклости допустимой области.

В настоящей работе важную роль играет решение подзадачи оптимизации режима ЭС по активной мощности. При этом входящий в правую часть член $f(x)$ определяется формулой (1.1). Как показано в гл. 3—5, при принятой незначительной идеализации расходных характеристик паровых турбин (кусочно-линейная аппроксимация) входящие в (1.3) расходные характеристики ТЭС $B_i(P_i)$ являются выпуклыми. Следовательно, выпукла и вся функция I .

Как показано в гл. 4, вносимая этой идеализацией погрешность незначительна и может быть сведена практически к нулю несложным приемом («поклапанное» распределение нагрузки между турбинами).

Как следует из дальнейшего изложения, выпуклыми являются также функции φ , определяемые формулой (1.5), и все штрафные функции $Ш_r$. Таким образом, подзадача оптимизации режима ЭС по активной мощности одноэкстремальна. Одноэкстремальность некоторых других подзадач, в частности оптимизации режима электрической сети и комплексной оптимизации режима по всем переменным, в общем виде не доказана. Однако многолетний опыт ее решения в разнообразных условиях показал, что некоторая разница в значениях целевой функции, обнаруживаемая при оптимизации режима, производимой при различных начальных условиях, объясняется погрешностью, обусловленной окончанием итерационного процесса оптимизации при неполной сходимости (частные производные целевой функции равны некоторым «допустимым» значениям, отличным от нуля). Это дает основания считать и эти задачи одноэкстремальными. Ввиду этого в основу работы положены методы выпуклого программирования, пригодные для решения одноэкстремальных задач, а нарушения условий выпуклости, обусловленные упомянутой уже невыпуклостью характеристик паровых турбин, изменением состава работающих агрегатов (основных и агрегатов собственных нужд), учитываются применением специально разработанных приемов, описанных в соответствующих параграфах книги.

1.5. ОСОБЕННОСТИ ОПТИМИЗАЦИИ РЕЖИМА ДЛЯ ПЕРИОДА ВРЕМЕНИ

В случае, если режимы работы в отдельные моменты времени независимы, задача оптимизации режима для периода T , т. е. минимизации функции (1.1), сводится к последовательной оптимизации режима для коротких интервалов времени, рассматриваемых как моменты времени. Таким образом может быть рассчитан, например, суточный режим, разбиваемый обычно на 24 часовых интервала.

Порядок оптимизации осложняется в случаях, когда необходимо вводить условия и ограничения, обуславливающие связь между режимами в отдельные моменты. Такая связь возникает прежде всего при наличии ГЭС, которые в течение цикла регулирования водохранилищ, т. е. времени от начала их сработки до заполнения очередным паводком, могут израсходовать определенное заранее заданное количество воды W^T_i , равное ее притоку (включая приток от вышележащей ГЭС каскада) за вычетом потребления воды на ирригацию, шлюзование судов и т. п. Для учета этого на режим ГЭС накладывается условие в форме равенства следующего вида:

$$\psi^T_i = W^T_i - \bar{W}^T_i = 0. \quad (1.11)$$

Расход воды через ГЭС является функционалом и определяется по следующей формуле:

$$W^T_i = \int_0^T Q(P_i, H_i) dt, \quad (1.12)$$

где Q_i — мгновенный расход воды; P_i — мощность ГЭС; H_i — напор.

Условия вида (1.11) с учетом (1.12) по терминологии вариационного исчисления называются **изо периметрическими** или **интегральными**.

Напор H_i в общем случае зависит от режима данной ГЭС, а при наличии подпора и от режима нижележащей ГЭС каскада в течение всего периода, предшествующего рассматриваемому моменту времени.

Как уже указывалось, для многих ГЭС длительность периода T составляет год или более. Оптимизация для таких периодов производится при решении задач долгосрочного планирования, в результате которого определяется количество воды, которое можно израсходовать

в течение более коротких периодов (сутки, неделя), рассматриваемых в настоящей работе.

Для таких периодов $\tau \in T$ условия работы ряда водопользователей требуют ввода ограничений расхода воды в форме неравенств. Например, по условиям судоходства, ирригации, рыбного хозяйства попуск воды в нижний бьеф должен быть не меньше определенной величины $\bar{W}^T$. Во избежание затопления вводятся иногда ограничения и по максимальному расходу воды. При этом ограничения по расходу воды для коротких периодов времени τ приобретают следующий вид:

$$\psi_i^\tau = W_i^\tau - \bar{W}_i^\tau \geq 0 \quad (1.13)$$

или

$$\psi_i^\tau = W_i^\tau - \bar{W}_i^\tau \leq 0. \quad (1.13a)$$

Так как методика учета интегральных ограничений в форме неравенств недостаточно разработана, их обычно сводят к равенствам

$$\psi_i^\tau = W_i^\tau - \bar{W}_i^\tau = 0. \quad (1.13b)$$

В связи с дефицитностью отдельных видов топлива аналогичные условия вводятся для расхода топлива:

$$\psi_z^\tau = B_z^\tau - \bar{B}_z^\tau = 0, \quad (1.14)$$

где B_z^τ — заданный расход z -го вида топлива; $\bar{B}_z^\tau$ — его расход, который определяется по формуле

$$B_z^\tau = \int_0^\tau B_z dt; \quad (1.15)$$

B_z — мгновенный расход z -го вида топлива.

В отличие от условий, налагаемых на расходование воды, относящихся к отдельным ГЭС, B_z , B_z^τ и $\bar{B}_z^\tau$ относятся к расходам определенного вида топлива, например мазута, любыми станциями, работающими в определенном районе, где по условиям транспорта возможно перераспределение его между электростанциями. При этом последние наряду с z -м видом топлива могут потреблять и другие его виды (уголь, газ и т. п.). Помимо интегральных условий, рассмотренных выше, связь меж-

ду режимами отдельных моментов времени обуславливается ограничениями по скорости изменения нагрузки, в особенности существенными для агрегатов ГЭС, пускаемых из ремонта или резерва, ограничениями времени простоя агрегатов, останавливаемых в резерв, нестационарными явлениями в бьефах ГЭС и в теплосило-вом оборудовании ТЭС, обуславливающими зависимость расхода воды ГЭС (топлива ТЭС) не только от нагрузок в данный момент, но и от всего предшествующего режима. Способы учета некоторых из этих обстоятельств рассмотрены ниже при описании методов решения соответствующих подзадач; другие в настоящее время не учитываются ввиду недостаточной изученности (нестационарные явления в теплосиловом оборудовании).

При учете интегральных условий рассмотренного выше вида и условий в форме равенств (1.6) для отдельных моментов времени задача оптимизации режима ЭС относится к классу задач вариационного исчисления, рассматриваемых в классической математике, а при учете также ограничений в форме неравенств (1.8) — к классу задач оптимального управления. При практическом решении непрерывное время обычно разбивают на дискретные интервалы, а интегрирование заменяют суммированием. При этом функционалы (1.1), (1.12), (1.15) становятся функциями конечного числа переменных, и рассматриваемая задача сводится к задаче нелинейного математического программирования. Этот путь принят и в настоящей книге. При этом возможны следующие два пути ее решения.

Первый путь, принятый при долгосрочном планировании, основан на том, что значения каждой отдельной переменной в каждом интервале времени, на который разбивается период τ или T , рассматриваются в качестве независимых переменных. При этом число переменных увеличивается в N раз, где N — число интервалов. Соответственно возрастает необходимый объем памяти ЭВМ. Время решения по сравнению с временем, требующимся для оптимизации мгновенного режима, возрастает, как правило, более чем в N раз. Это объясняется тем, что для большинства методов зависимость времени решения задачи от ее размерности выше линейной. Кроме того, большой объем требуемой памяти ЭВМ требует более частого обращения к внешним накопителям, что также увеличивает время счета.

Однако рассматриваемый путь позволяет решать задачу в один прием.

Второй путь основан на вводе для учета каждого из интегральных ограничений множителей Лагранжа λ_1, λ_2 . В отличие от множителей Лагранжа γ_s , входящих в (1.7) и (1.9), которые различны в разные моменты времени, множители λ являются постоянными для всего периода τ (или T).

Если множители λ каким-либо путем заданы, оптимизация режима для периода τ производится последовательно для одного момента времени за другим. При этом целевая функция для каждого момента времени имеет следующий вид:

$$F = f(X) + \sum_s \gamma_s \varphi_s + \sum_r \psi_r + \sum_i \lambda_i \psi_i + \sum_z \lambda_z \psi_z, \quad (1.16)$$

где z — вид топлива.

Число независимых переменных при этом не увеличивается. Поэтому оптимизация для всего периода τ занимает меньше времени, чем при использовании 1-го пути. Однако выбор множителей λ производится итерационным путем. Наиболее распространенный способ организации этого итерационного процесса заключается в том, что после завершения цикла итераций для всего периода τ проверяется выполнение интегральных ограничений, изменяются по определенному алгоритму значения λ в направлении устранения нарушений ограничений, и вновь повторяется расчет для всего периода τ . Таким образом, указанные расчеты приходится повторять несколько раз. Ввиду этого общее время расчета часто оказывается значительно выше, чем требуется по первому пути.

В рассматриваемых в настоящей книге задачах оптимизации краткосрочных режимов, как правило, используются более сложные математические модели ЭС, отличающиеся учетом большего числа факторов, более подробной схемой электрической сети, большим числом генерирующих источников и т. п., чем в задачах долгосрочного планирования. Это требует большей памяти ЭВМ. В связи с этим вопрос об использовании памяти ЭВМ часто приобретает решающее значение. Поэтому в настоящей книге за основу принят второй путь решения. Вместе с тем для ускорения процесса выбора значений λ в методах оптимизации суточного и недельного

режима ЭС (ОЭС) использованы приемы, основанные на некоторых идеях, лежащих в основе методов, применяемых в случае первого пути решения.

1.6. РАЗДЕЛЕНИЕ (ДЕКОМПОЗИЦИЯ) ОБЩЕЙ ЗАДАЧИ ОПТИМИЗАЦИИ РЕЖИМА ЭС (ОЭС) НА ПОДЗАДАЧИ

Трудности решения в один прием рассматриваемой выше задачи оптимизации режима ЕЭС СССР в целом по всем переменным, от которых зависит функционал (1.1) или (1.2) с учетом всех наложенных условий и ограничений, вызываются прежде всего огромной ее размерностью (числом независимых переменных).

Действительно, мгновенный расход условного топлива B_i зависит от нагрузок каждого котла ТЭС, а последние в связи с наложением на режим ТЭС условий и ограничений вида (1.6) и (1.8) зависят от нагрузок всех агрегатов как основных (турбины), так и вспомогательных [агрегаты собственных нужд, редукиционно-охлаждающие установки (РОУ) и др.]. Кроме того, режим ТЭС зависит от давлений в элементах тепловой схемы, распределения потоков воды между бойлерами и т. п. Таким образом, режим каждой ТЭС даже при упрощенной математической модели определяется десятками независимых переменных. Для ЕЭС СССР, насчитывающей около тысячи электростанций, только этих независимых переменных насчитываются десятки тысяч.

Кроме того, для учета условий и ограничений, зависящих от режима электрической сети, эквивалентная схема которой только для транзитной сети (сети, соединяющей станции) насчитывает тысячи узлов, необходимо ввести не меньшее количество независимых переменных (активные и реактивные мощности узлов, напряжения, коэффициенты трансформации трансформаторов и т. п.).

Не меньший объем имеет и исходная информация, относящаяся как к электростанциям (характеристики агрегатов, тепловые схемы, тепловые нагрузки), так и к сети (параметры элементов электрической сети, активные и реактивные нагрузки узлов и др.).

Решение задач описанного объема непосильно для современных ЭВМ. Невозможно также обеспечить сбор и обработку исходной информации, необходимой для решения задач такого объема. Как уже указывалось, все трудности, связанные с большой размерностью задачи,

возрастают еще более при переходе от оптимизации для момента времени к оптимизации для периода, причем тем в большей степени, чем больше продолжительность этого периода.

Единственным путем, позволяющим уменьшить объем циркулирующей в энергообъединении информации, снизить размерность задачи, подлежащей решению на каждой ступени диспетчерского управления, и таким образом сделать возможным решение в приемлемые сроки и без существенного снижения точности, является декомпозиция, т. е. разделение общей задачи на подзадачи, решаемые в разное время (временная иерархия) и для различных частей энергообъединения и ступеней управления (территориальная иерархия).

Наряду с этим предусматривается приближенное решение некоторых подзадач (например, оптимизация режима ГЭС в предположении постоянства напоров или оптимизация режима ЭС только по активной мощности) с последующим уточнением (дооптимизацией) полученного решения.

Декомпозиция должна производиться таким образом, чтобы на каждой ступени диспетчерского управления решались задачи, относящиеся к этой ступени, и вместе с тем подготавливалась информация, необходимая для принятия решений на вышестоящей ступени. Как показано ниже, в основе декомпозиции лежат методы энергетического эквивалентирования. При этом на нижних ступенях диспетчерского управления подготавливаются и передаются высшим ступеням эквивалентные характеристики ТЭС и ГЭС, ЭС или подсистем и т. п. Этим достигаются уменьшение (сжатие) объема исходной информации и уменьшение размерности задач, решаемых на высших ступенях диспетчерского управления.

Высшие ступени управления, начиная с ЦДУ ЕЭС СССР, производят оптимизацию режима по укрупненным показателям (суммарные мощности групп станций, перетоки по межсистемным ВЛ) и передают задание следующей ступени, которая детализирует режим, доводя его в конечном счете до каждой электростанции, а последняя — до агрегата.

Таким образом, поток исходной информации, включая эквивалентные характеристики, направлен снизу вверх, а поток информации, содержащей задания по ведению режима, — сверху вниз. Такая процедура обеспе-

чивает оптимальность режима для ЕЭС в целом и вместе с тем оптимальное распределение заданных нагрузок внутри каждой ОЭС, ЭС и электростанции.

При построении эквивалентных характеристик неизбежны некоторые погрешности. Однако эти погрешности с избытком компенсируются тем, что нижние ступени управления имеют более полную и достоверную информацию о состоянии своих объектов, чем та, которая могла бы быть использована при решении всей задачи оптимизации на одном (верхнем) уровне. Поэтому использование декомпозиции позволяет повысить точность и обоснованность задания оптимального режима.

1.7. РАЗДЕЛЕНИЕ ОБЩЕЙ ЗАДАЧИ ПО ВРЕМЕННОМУ ПРИЗНАКУ

Как указано в § 1.5, для ЕЭС, ОЭС и ЭС, имеющих ГЭС с водохранилищами длительного регулирования, период, для которого необходимо производить оптимизацию, равен году. Этот период определяется также существующим порядком ежегодного составления основных производственных планов, планированием топливоснабжения, капитальных ремонтов оборудования и т. п.

Разработка годового плана в постановке, изложенной выше с детальным учетом особенностей работы электрической сети, оптимизацией по всем переменным, не только вызывает большие затруднения методического характера, но и не имеет смысла, так как для этого периода значительная часть исходной информации может быть получена из весьма приближенного прогноза. В связи с этим при расчетах на длительный период ставятся ограниченные задачи — разработка оптимального плана сработки и наполнения водохранилищ ГЭС, плана капитальных ремонтов основного оборудования, плана топливоснабжения для групп электростанций по основным видам топлива и др. При этом учитываются лишь факторы, оказывающие на решение этих вопросов основное влияние. Многие факторы учитываются упрощенно (например, режим ТЭС при оптимизации режима ГЭС) или совсем не учитываются (режим напряжения, распределение реактивных мощностей и др.).

При планировании краткосрочных режимов (неделя, сутки), а особенно при оперативной корректировке режимов внутри суток, цель расчета состоит в уточнении и

детализации именно тех параметров режима, которые при долгосрочном планировании учитываются приближенно. В частности, требуется более детальное и точное назначение режима электрической сети, включая режим напряжений и распределение реактивных мощностей, а также выбор коэффициентов трансформации трансформаторов, уточнение режима ТЭС и их агрегатов и т. п. Это требует применения более точных методов расчета. Их применение тем более обоснованно, что основные исходные данные известны с гораздо большей точностью, чем при долгосрочном планировании. Вместе с тем результаты расчетов должны быть получены в сжатые сроки, что заставляет уделять больше внимания сокращению времени, необходимого для решения. Поэтому методы краткосрочной оптимизации могут существенно отличаться от методов, применяемых при долгосрочном планировании.

Результаты долгосрочного планирования используются при краткосрочной оптимизации для назначения заданных расходов воды на ГЭС и топлива на ТЭС, а также вывода в капитальный ремонт агрегатов (с поправками, обусловленными изменениями условий работы).

В настоящей книге рассматриваются только подзадачи, относящиеся к краткосрочному планированию и оперативной корректировке режима.

1.8. ОСНОВЫ РАЗДЕЛЕНИЯ ЗАДАЧ МЕЖДУ СТУПЕНЯМИ ДИСПЕТЧЕРСКОГО УПРАВЛЕНИЯ (ПРОСТРАНСТВЕННАЯ ИЕРАРХИЯ)

Описываемые ниже принципы декомпозиции и сокращения размерности задачи базируются в основном на построении эквивалентных характеристик электростанций, генераторных групп (подсистем), электрической сети и т. п. Этот прием, получивший название энергетического эквивалентирования, позволяет отказаться при оптимизации режимов от рассмотрения отдельных агрегатов и рассматривать целую электростанцию как эквивалентный агрегат (вернее энергоблок) [8]. Впоследствии [10] этот принцип был распространен на группы электростанций, связанные сетью, что позволяет подсистемы, а иногда и целые ЭС рассматривать как одну эквивалентную электростанцию. Построение эквивалентных характеристик электрической сети позво-

ляет при оптимизации режима ЭС (ОЭС) по активной мощности вообще исключить из рассмотрения режим электрической сети, а необходимые величины (частные производные потерь в сети, нагрузки ее элементов) вычислить с помощью простых математических выражений [8, 20, 40, 70, 78].

Энергетическое эквивалентирование базируется на принципе оптимальности динамического программирования («принцип Беллмана»), сущность которого применительно к данной задаче можно изложить следующим образом: «какая бы суммарная мощность ни была задана группе агрегатов, станций и т. п., она должна быть распределена внутри группы оптимальным образом». Следует заметить, что этот принцип широко применялся в работах ряда авторов, в том числе советских, задолго до того, как Р. Беллман четко сформулировал и обосновал этот принцип.

Построение эквивалентных характеристик основано на том, что при оптимальном режиме существует зависимость между величинами некоторых переменных. Так, например, при оптимальном распределении нагрузки между агрегатами ТЭС или ГЭС нагрузка каждого из них однозначно зависит от их суммарной нагрузки. Это позволяет для каждого значения суммарной нагрузки определить оптимальную нагрузку и расход тепла (топлива) каждого агрегата и суммарный расход и, следовательно, построить эквивалентную расходную характеристику в функции одной переменной — суммарной нагрузки группы агрегатов. Аналогичным образом можно построить и характеристику относительных приростов.

В более сложных случаях характеристика эквивалентного объекта может быть функцией нескольких переменных.

Более подробно разработанные методы энергетического эквивалентирования рассматриваются ниже в соответствующих главах книги.

1.9. ИЕРАРХИЯ ЗАДАЧ

Наряду с разделением задачи на подзадачи по временному и территориальному признаку в работе принято разделение задач, относящихся к одному территориальному и временному уровню, на более простые подзадачи.

Так, задача оптимизации режима ЭС (ОЭС) на каждом временном и территориальном уровне разбивается

на подзадачи оптимизации режима по активной мощности и оптимизации режима электрической сети. Задача оптимизации режима по активной мощности решается в предположении постоянства напоров ГЭС, что в большинстве случаев обеспечивает приемлемую точность решения.

Вместе с тем предусматривается возможность уточнения (дооптимизации) полученных таким образом приближенных решений с учетом зависимости напоров от режима ГЭС.

Глава вторая

ОСНОВЫ ПРИМЕНЯЕМЫХ МАТЕМАТИЧЕСКИХ МЕТОДОВ ОПТИМИЗАЦИИ

2.1. ВЫБОР ОСНОВ МЕТОДИКИ

Как указывалось в гл. 1, в настоящее время не существует универсальных алгоритмов нелинейного программирования, в равной степени пригодных для решения различных задач. Поэтому в настоящей книге описаны модификации этих методов, при разработке которых учитывались особенности рассматриваемых задач. Все разработанные модификации, за исключением описанной в § 2.2, базируются на градиентном методе, лежащем в основе подавляющего большинства методов нелинейного программирования.

Особенность большинства рассматриваемых задач заключается в сложности нахождения допустимого режима ввиду наличия многочисленных ограничений. Часто основной целью расчета является именно нахождение допустимого режима, а оптимизация является хотя и важным, но побочным результатом расчета.

Это обстоятельство не позволяет применять многочисленные методы, описанные в математической литературе, требующие задания начального приближения, лежащего в допустимой области. Принятый авторами учет ограничений на основе метода штрафных функций обеспечивает одновременное устранение нарушений ограничений и оптимизацию режима. Поэтому отдельный алгоритм ввода режима в допустимую область, являющийся неотъемлемой частью ряда методов, в частности методов приведенного градиента [38], в настоящей работе не применяется и не рассматривается.

Многие из описанных в математической литературе методов решения оптимизационных задач исходят из предположения об относительной легкости вычисления целевой функции и трудности расчета ее частных производных. Ввиду этого предусматриваются меры для уменьшения числа необходимых расчетов частных производных за счет увеличения общего числа итераций, на каждой из которых требуется расчет целевой функции. К числу таких методов относится, в частности, известный метод наискорейшего спуска.

В противоположность этому в большинстве рассматриваемых задач наибольшие трудности вызывает расчет целевой функции (в особенности в подзадаче оптимизации режима по активной мощности). Расчет же частных производных осуществляется проще и занимает меньше времени.

Ввиду этого разработанные ниже модификации градиентного метода предусматривают расчет частных производных целевой функции (компонентов вектора-градиента) на каждом шаге оптимизации. Методы контроля за сходимостью процесса оптимизации, критерии окончания счета также используют только частные производные целевой функции и не требуют вычисления самой функции. Вместе с тем на отдельных итерациях применяются приемы, основанные на идеях метода наискорейшего спуска.

Одной из важнейших особенностей энергетических оптимизационных задач является наличие многочисленных ограничений, наложенных как на независимые, так и на зависимые переменные. Многие из них нелинейны и носят весьма сложный характер (допустимые пределы зависят от режима). Это затрудняет применение наиболее разработанных методов нелинейного программирования, предусматривающих учет только линейных ограничений и ограничений с постоянными пределами.

Ввиду этого в основу методики учета ограничений положен метод штрафных функций, позволяющий учесть ограничения любого вида. В этот метод внесены изменения, улучшающие его сходимость.

Для ускорения счета метод штрафных функций применен только для учета ограничений, наложенных на зависимые переменные. Ограничения, наложенные на независимые переменные, учитываются закреплением на каждой итерации переменных, вышедших за допустимые

пределы, на этих пределах. При этом на каждой итерации проверяется целесообразность открепления независимых переменных, находящихся на пределах.

2.2. МЕТОДИКА ОПТИМИЗАЦИИ ДЛЯ ПРОСТЕЙШЕГО СЛУЧАЯ СЕПАРАБЕЛЬНОЙ ЦЕЛЕВОЙ ФУНКЦИИ (МЕТОД ОТНОСИТЕЛЬНЫХ ПРИРОСТОВ) И АНАЛИЗ ПОЛУЧЕННЫХ РЕЗУЛЬТАТОВ

Сепарабельной [66] называется функция, распадающаяся на сумму членов, каждый из которых зависит только от одной независимой переменной. Такой вид имеет, например, целевая функция в подзадаче оптимального распределения активной мощности между ТЭС исходя из условия минимума суммарного расхода топлива, если решать ее упрощенно без учета потерь в сети и расхода электроэнергии на собственные нужды. Тогда целевая функция (1.9) принимает следующий вид:

$$F = \sum_i B_i(P_i) + \gamma \left(\sum_i P_i - \bar{P}_c \right), \quad (2.1)$$

где $\bar{P}_c$ — заданная суммарная нагрузка ЭС.

Задача состоит в определении всех P_i , доставляющих минимум функции F при ограничениях:

$$P_i^{min} \leq P_i \leq P_i^{max}. \quad (2.2)$$

Так как ограничения (2.2) наложены только на независимые переменные P_i , для их учета использование штрафных функций, входящих в (1.9), не требуется.

Методика решения рассматриваемой простой задачи используется в дальнейшем при решении более сложных задач.

Условия минимума (2.1) следующие:

$$\frac{\partial F}{\partial P_i} = b_i + \gamma = 0, \quad (2.3)$$

где $b_i = dB_i/dP_i$ — относительный прирост i -й ТЭС.

Из выражения (2.3) следует, что при оптимальном режиме для всех b_i справедливо выражение

$$b_i = -\gamma, \quad (2.4)$$

т. е. все b_i равны друг другу (принцип равенства относительных приростов).

Применение принципа равенства относительных приростов позволяет в рассматриваемом случае найти оптимальный режим вручную с помощью графического построения, показанного на рис. 2.1. На этом рисунке приведены характеристики относительных приростов (ХОП) отдельных ТЭС (кривые *a*, *б*, *в*). Задаваясь произвольными значениями относительного прироста, например $b=0,32$ кг/(кВт·ч) (прямая *1*), нетрудно найти соответствующие мощности отдельных ТЭС ($P_1=460$ МВт, $P_2=900$ МВт, $P_3=830$ МВт) и их суммарную мощность

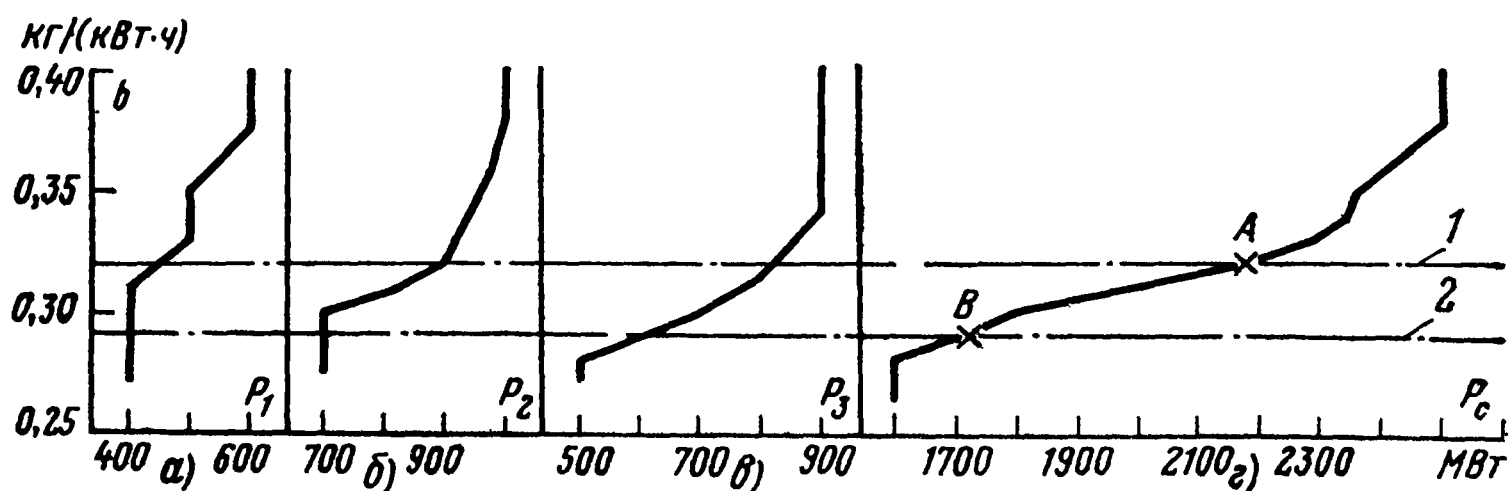


Рис. 2.1. Распределение активных мощностей между тремя ТЭС по принципу равенства относительных приростов расхода условного топлива b .

a — характеристика относительных приростов (ХОП) ТЭС № 1; *б* — ХОП ТЭС № 2; *в* — ХОП ТЭС № 3; *г* — эквивалентная (суммарная) характеристика относительных приростов; *1* — пример построения точки *A*; *2* — пример построения точки *B*.

$P_c=2190$ МВт. Следовательно, найденный режим соответствует оптимальному при $P_c=2190$ МВт. Найденные значения $b=0,32$ кг/(кВт·ч), $P_c=2190$ МВт дают точку *A* на рис. 2.1, *г* эквивалентной (суммарной) ХОП ЭС. Задаваясь рядом значений b , можно построить всю эквивалентную характеристику ЭС, изображенную на рис. 2.1, *г*. Наличие такой характеристики позволяет найти значение b и соответствующие мощности отдельных ТЭС для любой заданной мощности.

При практических расчетах вместо графического построения удобнее пользоваться таблицей относительных приростов [8, 9] (табл. 2.1), в которой вычислены значения относительных приростов b , взятые с некоторым малым шагом, и соответствующие значения P_1 , P_2 , P_3 , P_c . Если заданная мощность P_c лежит между значениями, приведенными в таблице, то соответствующие мощности отдельных ТЭС можно найти интерполяцией. Описанная методика применима для расчета оптималь-

ного распределения мощностей между любым числом станций или агрегатов внутри станции при условии, что целевая функция является сепарабельной. Эта методика расчета используется в некоторых случаях и при расчетах на ЭВМ.

Таблица 2.1. Таблица относительных приростов b

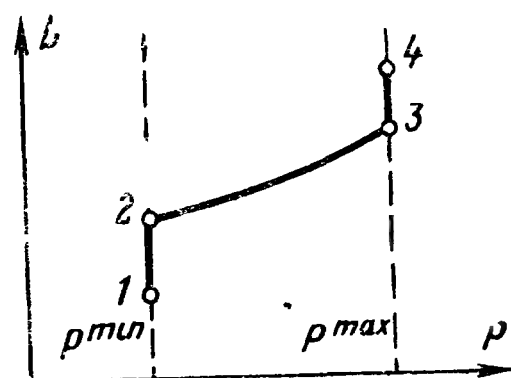
Относительный прирост b , кг/(кВт·ч)	Мощности ТЭС, МВт			Мощность ЭС P_c , МВт
	P_1	P_2	P_3	
0,27	400	700	500	1600
0,28	400	700	500	1600
0,29	400	700	620	1720
0,30	400	700	700	1800
0,31	460	820	770	2050
0,32	460	900	830	2190
0,33	500	920	880	2300
0,34	500	940	900	2340
0,35	500	960	900	2360
0,36	540	980	900	2420
0,37	600	990	900	2490
0,38	600	1000	900	2500
0,39	600	1000	900	2500

Форма ХОП, учитывающая ограничения. Описанная методика позволяет также учесть ограничения, наложенные на P_i . В частности, на рис. 2.1 и в табл. 2.1 все ХОП приведены для допустимого диапазона мощностей, МВт, соответствующих ТЭС: $400 \leq P_1 \leq 600$, $700 \leq P_2 \leq 1000$ и $500 \leq P_3 \leq 900$. Если b меньше значения, соответствующего P_i^{min} , то дальнейшая разгрузка i -й ТЭС не производится и ее мощность принимается равной P_i^{min} (например, на рис. 2.1 и в табл. 2.1 при $b \leq 0,30$ мощность ТЭС № 1 принимается минимальной: $P_1 = 400$ МВт). Аналогичным образом учитывается ограничение по максимальной мощности. Этот прием равносильен замене действительной ХОП фиктивной, в которую включены линии ограничения мощности, параллельные оси ординат, как показано на рис. 2.2. Корректность этого приема нетрудно обосновать на основе метода штрафных функций (§ 2.5).

Очередность загрузки объектов при пологих ХОП. Нетрудно видеть, что в случае, если объекты (ТЭС или отдельные агрегаты) имеют пологие ХОП, возможны

Рис. 2.2. Фиктивная ХОП, учитывающая ограничения.

2—3 — действительная ХОП; 1—2—3—4 — фиктивная ХОП.



случай, когда относительные приросты всех или части из них при всех нагрузках лежат выше или ниже других и таким образом ни при каких значениях b равенство относительных приростов не достигается (при практическом решении задачи характеристики дополняются фиктивными участками). В этих случаях рассматриваемые принципы оптимизации приводят к правилу загрузки объектов в порядке возрастания их относительных приростов. Этот принцип распространяется также на объекты, расходная характеристика которых линейна, а относительный прирост имеет постоянное (не зависящее от нагрузки) значение. В частном случае, когда несколько объектов имеет постоянные и равные друг другу значения относительных приростов, любое распределение нагрузки между ними не нарушает равенства относительных приростов, т. е. является оптимальным.

Это соответствует сказанному в § 1.4 о наличии в подобном случае (при не строго выпуклых расходных характеристиках) множества равных локальных оптимумов.

Определение перерасхода топлива (тепла) вследствие отклонения от оптимального режима. В ряде случаев возникает необходимость оценить перерасход первичной энергии (топлива, тепла), вызываемый отступлением от оптимального режима. Наиболее простой и кажущийся естественным путь — сравнение расходов тепла (топлива), рассчитанных по расходным характеристикам при оптимальном и сравниваемом режимах. Этот путь в ряде случаев слишком громоздок и приводит к погрешностям, так как перерасход представляет собой малую разность больших приближенно определяемых величин (полных расходов при сравниваемых режимах).

Значительно бóльшую точность обеспечивает определение перерасхода с помощью ХОП. Как показано на рис. 2.3, отклонение от оптимального режима сопряжено с увеличением мощности одних объектов (в данном случае объекта № 1) на ΔP_1 с соответствующим повышением относительного прироста на Δb_1 и понижением

мощностей и относительных приростов других объектов.

Из определения относительного прироста как производной полного расхода следует, что увеличение расхода по объекту № 1 составит:

$$\Delta B_1 = \int_{P_1}^{P_1 + \Delta P_1} b dP = b\Delta P_1 + S_1, \quad (2.5)$$

где S_1 — площадка, заштрихованная на рис. 2.3, а.

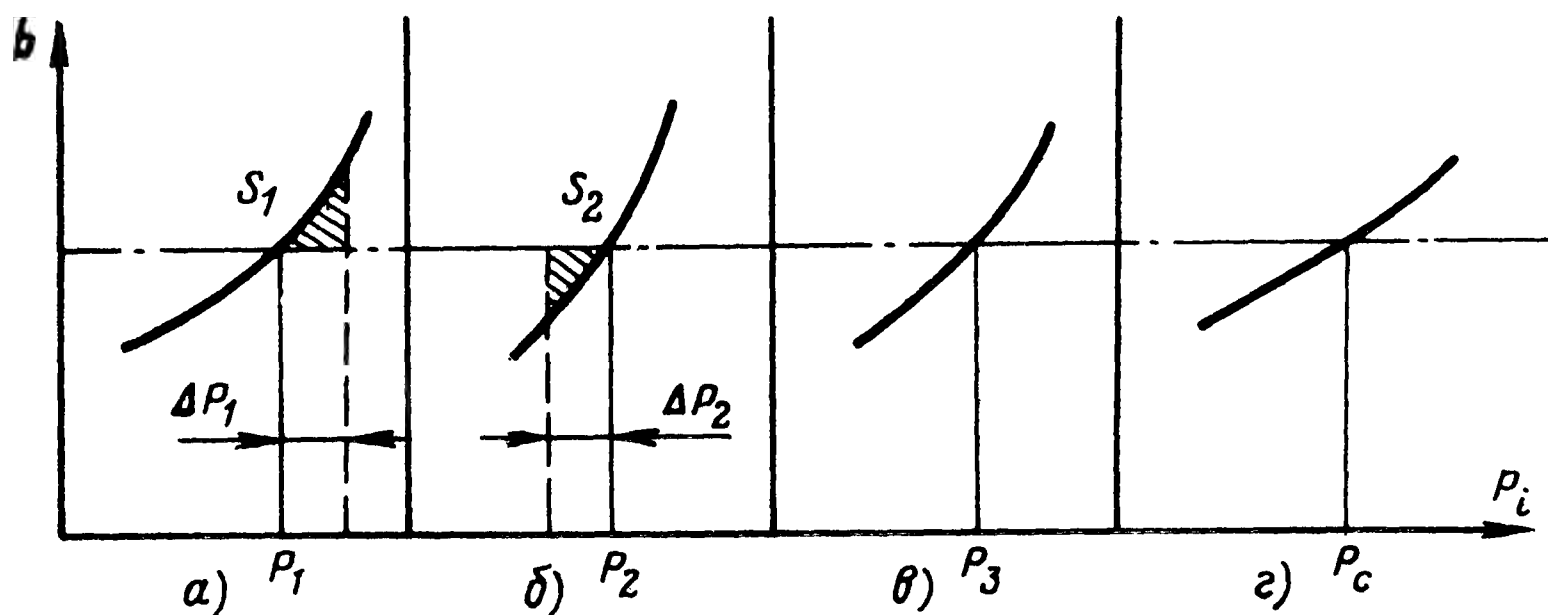


Рис. 2.3. Определение перерасхода топлива (тепла) вследствие отклонения от оптимального режима.

а—в — ХОП объектов соответственно № 1—3, г — эквивалентная ХОП

Аналогичным образом можно найти снижение расхода по объектам, нагрузка которых снизилась (в данном случае объекта № 2):

$$\Delta B_2 = -(b\Delta P_2 - S_2).$$

Общий перерасход, вызванный отклонением от оптимального режима нескольких объектов, составит:

$$\Delta B = \sum_{i \in A} (b\Delta P_i + S_i) - \sum_{i \in B} (b\Delta P_i - S_i),$$

где A и B — множества объектов, мощность которых соответственно увеличилась или уменьшилась по сравнению с оптимальной.

Учитывая, что в силу условия баланса мощностей $\sum_i \Delta P_i = 0$, получаем:

$$\Delta B = \sum_i S_i. \quad (2.6)$$

При малых отклонениях от оптимального режима и непрерывности ХОП площадки S_i можно рассматривать как треугольники, что дает

$$S_i \approx \frac{\Delta b_i \Delta P_i}{2}. \quad (2.7)$$

Некоторые замечания об эквивалентной ХОП группы ТЭС. Построенная выше (см. рис. 2.1 и табл. 2.1) эквивалентная ХОП ЭС позволяет рассматривать данную ЭС при оптимизации режима ОЭС как эквивалентную ТЭС. Методика построения эквивалентных ХОП в более сложных случаях (с учетом потерь в сети и др.) описана в § 9.4 и в значительной мере базируется на рассмотренной методике для простейшего случая. Вместе с тем понятие об эквивалентной ХОП широко используется в дальнейшем при обосновании ряда методологических приемов. В связи с этим ниже указываются некоторые важные для дальнейшего изложения свойства эквивалентной ХОП.

К числу таких свойств относится прежде всего то обстоятельство, что эквивалентная ХОП является более пологой (производная относительного прироста $db/dP_c = = d^2B/dP_c^2$ меньше), чем для отдельных электростанций и агрегатов. Особенно существенно это для крупных ЭС и ОЭС. В случае, если ХОП отдельных ТЭС имеют разрывы непрерывности (как, например, ХОП ТЭС № 1 на рис. 2.1,а), в эквивалентной ХОП соответствующие разрывы обычно уменьшаются и могут вообще отсутствовать (см. рис. 2.1,б). Таким образом, эквивалентная ХОП является значительно более гладкой, чем составляющие ее отдельные ХОП.

Указанные свойства полностью сохраняются и при построении эквивалентных ХОП с учетом потерь активной мощности в сети. Они позволяют в ряде случаев пренебрегать изменением относительного прироста всех ЭС (ОЭС), называемого сравнительно небольшим изменением мощности отдельной электростанции.

Значение минимального относительного прироста всей ЭС b^{min} определяется минимальным относительным приростом (при $P_i = P_i^{min}$) ТЭС, имеющей наименьшие относительные приросты, а b^{max} — максимальным относительным приростом всех ТЭС при $P_i = P_i^{max}$.

При учете потерь в сети это равенство нарушается, но обычно ненамного (чаще всего не более чем на 2—3%).

2.3. УЧЕТ ОСОБЕННОСТЕЙ (РАЗРЫВОВ НЕПРЕРЫВНОСТИ И НЕВЫПУКЛОСТИ) ХАРАКТЕРИСТИК ОТНОСИТЕЛЬНЫХ ПРИРОСТОВ АГРЕГАТОВ И ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

Используемые при оптимизации режимов расходные характеристики отдельных агрегатов в ряде случаев имеют особенности (разрывы непрерывности, отклонения от условий выпуклости), отражающиеся на характере целевой функции и осложняющие процесс оптимизации.

Наиболее часто встречающийся случай представлен на рис. 2.1, а и 2.4. В точке B на рис. 2.4, а при мощности $P = \bar{P}$ расходная характеристика имеет излом, а ХОП претерпевает разрыв непрерывности. Это соответствует точке предоткрытия клапанов. Таких точек одна характеристика может иметь несколько. Таким образом, расходная характеристика является кусочно-гладкой, а ХОП — кусочно-непрерывной.

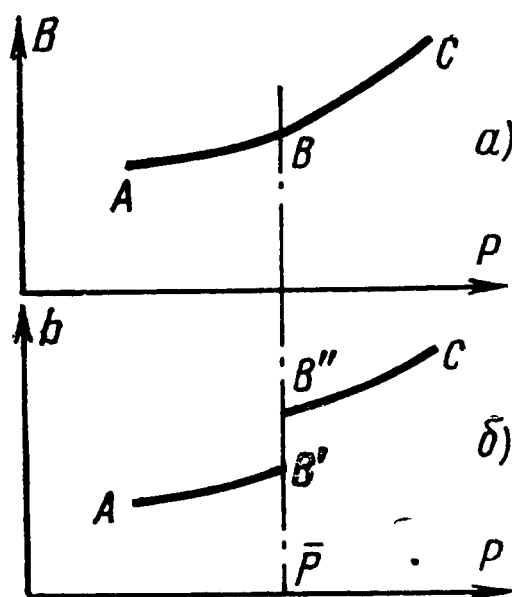


Рис. 2.4. Разрыв непрерывности ХОП.

а — расходная характеристика; б — ХОП

Из рис. 2.4 видно, что расходная характеристика такого вида остается выпуклой. Следовательно, задача при наличии таких характеристик остается одноэкстремальной. Наличие рассматриваемой особенности не вносит каких-либо осложнений

в описанную выше методику оптимизации.

Вместе с тем наличие таких особенностей вносит существенные осложнения при применении градиентного метода, требующего непрерывности всех частных производных, и в особенности метода Ньютона, требующего непрерывности как первых, так и вторых производных целевой функции.

Ниже, при описании методов решения соответствующих подзадач, излагаются приемы преодоления этого затруднения. Они равносильны разделению рассматриваемого объекта (электростанции, агрегата) на два (а при наличии нескольких разрывов — на большее ко-

личество) фиктивных подобъекта. Так, например, объект, рассматриваемый на рис. 2.4, разделяется на два подобъекта. Первый имеет расходную характеристику AB и ХОП AB' ($P^{max}=\bar{P}$), а второй — расходную характеристику BC и ХОП $B''C$ ($P^{min}=\bar{P}$).

Более сложный случай, к которому часто приводит изменение состава работающих агрегатов (в частности, на ГЭС), представлен на рис. 2.5. В данном случае расходная характеристика рассматриваемой станции (рис. 2.5,а) невыпукла и задача становится многоэкстрем-

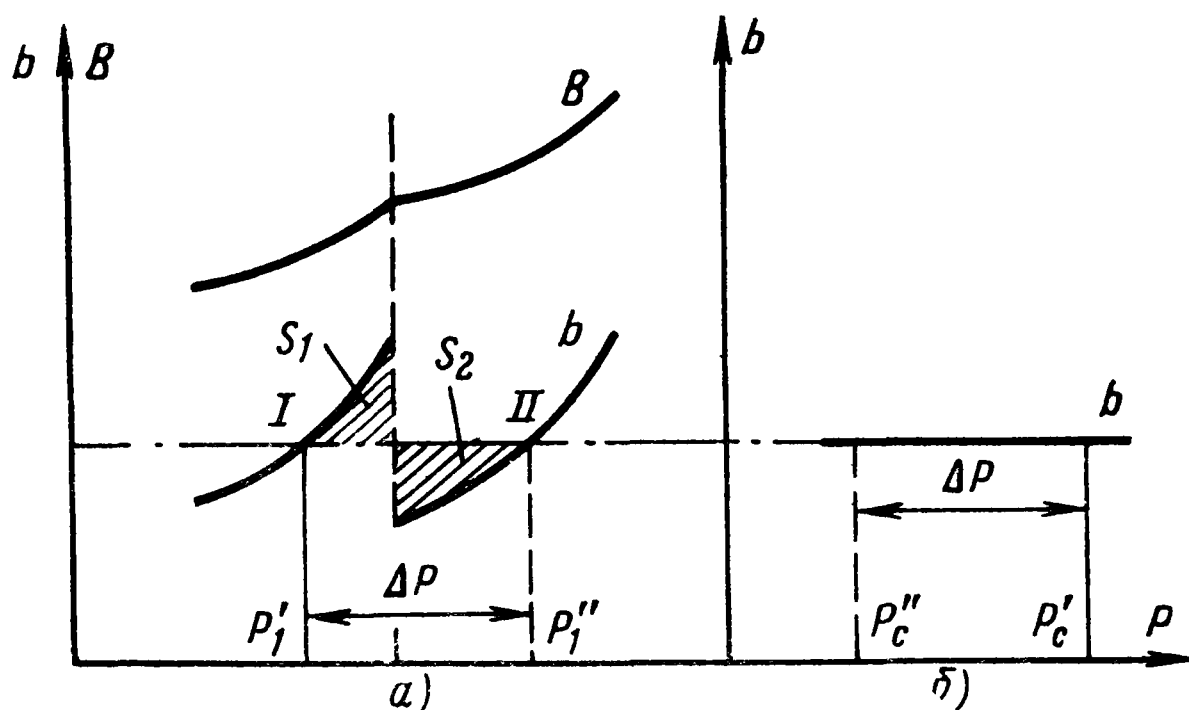


Рис. 2.5. Сравнение локальных экстремумов.

а — характеристики рассматриваемой электростанции; B — расходная, b — ХОП; $\bar{b}$ — эквивалентная ХОП остальных электростанций ЭС.

мальной. Действительно, как показано на рис. 2.5, при заданном значении относительного прироста $\bar{b}$, равном относительному приросту остальных электростанций ЭС (в соответствии со сказанным выше эквивалентная ХОП этих станций на рассматриваемом участке заменена прямой $b=\text{const}$), имеются две мощности рассматриваемой электростанции: P'_1 и P''_1 , соответствующие двум локальным оптимумам I и II . Для выбора из них глобального вычислим изменение расхода условного топлива в ЭС при переходе от оптимума I к оптимуму II . Для этого перехода необходимо увеличить нагрузку рассматриваемой электростанции на ΔP (от P'_1 до P''_1). Расход условного топлива ее при этом увеличится на величину

$$\Delta B_1 = \int_{P'_1}^{P''_1} b dP = \Delta P b + S_1 - S_2, \quad (2.8)$$

где S_1 и S_2 — площадки, заштрихованные на рис. 2.5, а. Одновременно мощность остальных электростанций ЭС уменьшится также на ΔP (от P'_c до P''_c), что вызовет изменение расхода условного топлива на них $\Delta B_c = -\Delta P b$.

Общее изменение расхода условного топлива в ЭС составит:

$$\Delta B = \Delta B_1 + \Delta B_c = S_1 - S_2. \quad (2.9)$$

Таким образом, если $S_1 > S_2$, то переход от локального экстремума I к локальному экстремуму II дает перерасход топлива ($\Delta B > 0$). Следовательно, в этом случае глобальным является экстремум I . В случае $S_1 < S_2$, $\Delta B < 0$ глобальным является экстремум II . Если $S_1 = S_2$, то оба экстремума равноценны.

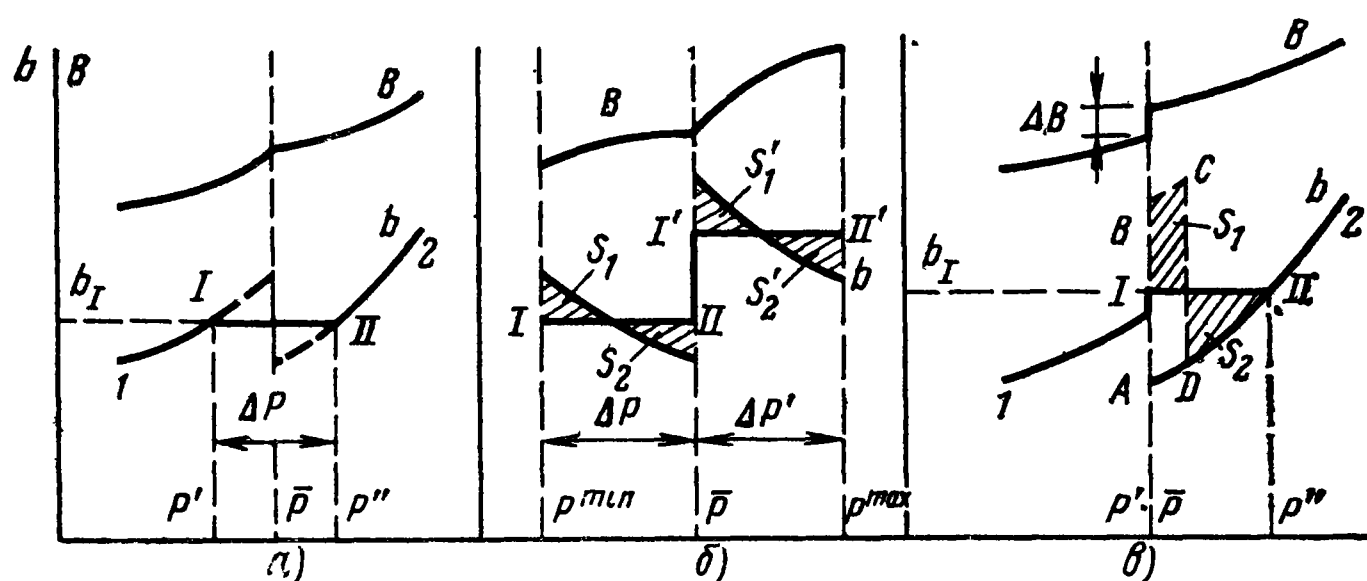


Рис 2.6 Фиктивные ХОП

a — кусочно выпуклая расходная характеристика, $б$ — кусочно вогнутая расходная характеристика, $в$ — разрыв непрерывности расходной характеристики

Построение фиктивных ХОП. Из изложенного выше следует, что для обеспечения нахождения оптимального режима при наличии разрывов непрерывности ХОП достаточно [8] заменить ее фиктивной непрерывной ХОП $I—I-II-2$ (рис. 2.6, а), отличающейся от исходной заменой ее на участке $I-II$ прямой с постоянным относительным приростом b_I . Последний выбирается таким образом, чтобы площадки S_1 и S_2 , лежащие выше и ниже прямой $I-II$, были равны.

Очевидно, что при относительном приросте ЭС $b_c \leq b_I$ оптимальный режим определяется ветвью $I-I$ ХОП, а при $b_c \geq b_I$ ветвью $II-2$ ХОП и пользование фиктивной ХОП никаких погрешностей в расчет не вносит.

Затруднения возникают лишь при равенстве $b_c = b_l$. Как показано выше, точки I и II фиктивной ХОП (при $S_1 = S_2$) соответствуют одинаковым локальным экстремумам (минимумам) целевой функции. Работа с мощностями, соответствующими зоне $I—II$, т. е. лежащими между этими минимумами, вызывает заведомый перерасход топлива, который максимален при мощности $\bar{P}$, соответствующей точке разрыва непрерывности реальной ХОП, так как при этой мощности S_2 в формуле (2.8) обращается в нуль и $\Delta B = S_1$. В связи с этим зона нагрузок, соответствующих интервалу $I—II$, является нежелательной зоной [8].

На рис. 2.6,б показан порядок построения фиктивной ХОП в случаях, когда расходная характеристика является не кусочно-выпуклой, а кусочно-вогнутой функцией. Такой характер имеют расходные характеристики турбогенераторов. Для вогнутых функций принцип равенства относительных приростов соответствует не минимуму, а максимуму суммарного расхода, а искомый минимум следует искать по концам непрерывных зон, т. е. при нагрузках P^{min} , $\bar{P}$, P^{max} . Показанное на рис. 2.6,б построение фиктивной ХОП основано на тех же принципах, что и рассмотренное на рис. 2.6,а. Нежелательными зонами в данном случае являются $I—II$ и $I'—II'$.

На рис. 2.6,в показан порядок построения фиктивной ХОП для случая разрыва непрерывности расходной характеристики, выражающегося в том, что при увеличении мощности сверх $\bar{P}$ расход условного топлива (тепла) увеличивается «скачком» на ΔB (рис. 2.6,в). Как правило, этой же мощности соответствует разрыв непрерывности ХОП. Характеристики вида рис. 2.6,в встречаются обычно в случае изменения числа работающих агрегатов (как основных, так и собственных нужд).

Построение фиктивной ХОП в случае разрыва только ХОП, показанное на рис. 2.6,а, основано на интегрировании ХОП по формуле (2.8) для определения ΔB при приращении мощности рассматриваемой электростанции на ΔP . Эта формула не учитывает скачка расходной характеристики ΔB . Чтобы учесть его, на рис. 2.6,в к ветви $II—2$ исходной ХОП прибавлена фигура $ABCD$, ординаты которой AB и CD равны $\delta B / \delta P$, где δP — произвольно малое приращение мощности ($\delta P \ll \Delta P$). Интегрирование исправленной таким образом ХОП везде, за исключением участков, лежащих

внутри интервала $P \pm \delta P$, дает возможность правильно определить ΔB с учетом скачка δB . Поэтому и представленное на рис. 2.6,в построение фиктивной ХОП в рассматриваемом случае аналогично построению, приведенному на рис. 2.5,а.

В случае, показанном на рис. 2.6,в, нижний предел нежелательной зоны совпадает с точкой разрыва непрерывности ХОП ($P' = \bar{P}$). При меньших значениях скачка расходной характеристики P' может быть и меньше $\bar{P}$.

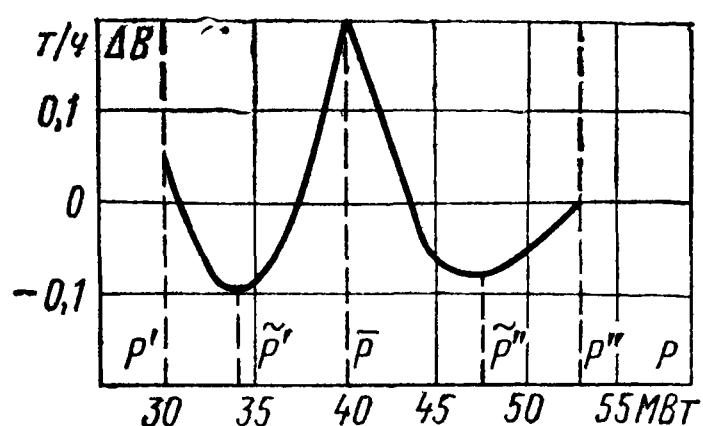


Рис. 2.7. Перерасход топлива ($\Delta B > 0$) и экономия ($\Delta B < 0$) при работе внутри нежелательной зоны.

P' и P'' — начало и конец нежелательной зоны при допущении постоянства относительного прироста ЭС (b_c); P' и P'' — то же при учете зависимости b_c от мощности; $\bar{P}$ — мощность, соответствующая разрыву непрерывности ХОП.

Оценка погрешностей, обусловленных применением фиктивных ХОП. Если в результате оптимизации режима с использованием фиктивных ХОП найдена мощность, принадлежащая исходной ХОП, никаких погрешностей не возникает. Однако при оптимизации возможны случаи (при $b_c = b_I$), когда найденные в результате расчета мощности находятся внутри нежелательной зоны. В этом случае возникают погрешности, обусловленные

как неточным определением границ самой зоны (как показано выше, она определена в предположении, что $b_c = \text{const}$), так и работой внутри области, лежащей между локальными оптимумами. В связи с этим представляет интерес количественная оценка перерасхода топлива, вызываемого указанными погрешностями. Для такой оценки производились численные расчеты конкретных режимов, результаты одного из которых приведены на рис. 2.7. Расчет производился для случая параллельной работы станции старого типа с маломощной ЭС ($P_c^{\text{max}} = 170$ МВт) с учетом зависимости b_c от P_c .

Как видно из рис. 2.7, учет этой зависимости сокращает размеры нежелательной зоны от $53 - 30 = 23$ МВт до $47,5 - 34 = 13,5$ МВт. Поэтому работа внутри нежелательной зоны, определенной при допущении $b_c = \text{const}$, но вблизи ее границ дает даже некоторую экономию топлива. Наибольший перерасход топлива, получающий-

ся при работе в точке разрыва непрерывности ХОП ($P = \bar{P}$), незначителен (не превышает 0,2 т/ч), т. е. порядка 0,2% полного часового расхода условного топлива рассматриваемой ЭС. Расчет, результаты которого представлены на рис. 2.7, выполнен для станций и ЭС старого типа, мощность которых всего 170 МВт, что соизмеримо с размерами нежелательной зоны. При этих условиях площадки S_1 и S_2 в формуле (2.8) велики. Современные ТЭС и ЭС имеют гораздо более пологие характеристики, и перерасход получается в несколько раз меньше, т. е. измеряется сотыми долями процента. Требование такой точности не оправдано точностью исходных данных.

Из сказанного следует, что использование фиктивных ХОП для кусочно-выпуклых пологих функций вида приведенных на рис. 2.6,а не вносит заметных погрешностей в расчет даже в случае, если найденный при оптимизации режим относится к нежелательной зоне.

Что касается случая кусочно-вогнутой целевой функции вида рис. 2.6,б, то в этом случае погрешность тем больше, чем больше вогнутость целевой функции. Подробнее этот вопрос рассматривается в гл. 4.

В практике энергетических расчетов полный расход условного топлива B , соответствующий мощности объекта P , часто определяют путем интегрирования ХОП по одной из следующих формул:

$$B = B^{min} + \int_{P^{min}}^P b dP \quad (2.10)$$

или

$$B = B^{max} - \int_P^{P^{max}} b dP. \quad (2.10a)$$

Из изложенного выше порядка построения фиктивных ХОП следует, что при пользовании ими для расчетов по формулам (2.10) некоторые погрешности возникают лишь в случаях, когда мощность лежит внутри нежелательной зоны.

Меры для предупреждения работы в нежелательной зоне. Как показано выше, работа в нежелательной зоне может привести к некоторому перерасходу топлива. Кроме того, в ряде случаев нежелательность или даже

недопустимость работы в определенных зонах изменения нагрузок объясняется особенностями установленного оборудования. Например, условия кавитации вынуждают иногда не допускать работы гидротурбин при определенных уровнях нагрузки. Изменение коэффициентов трансформации трансформаторов возможно лишь дискретными ступенями. Работа внутри зон, определяемых этими ступенями, вообще невозможна.

Строгое решение задач оптимизации при наличии нежелательных зон требует применения методов целочисленного нелинейного программирования, которые в настоящее время недостаточно разработаны и отличаются большой громоздкостью. Вместе с тем выше отмечена незначительность перерасхода, получаемого при работе внутри нежелательной зоны. В тех же случаях, когда работа внутри нежелательной зоны невозможна (например, из-за дискретности изменения коэффициентов трансформации трансформаторов), размеры каждой зоны являются незначительными. Ввиду этого принятая методика основана на решении задачи оптимизации сначала при ее непрерывной идеализации (без учета нежелательных зон) с последующим округлением значений независимых переменных, если они соответствуют работе внутри нежелательной зоны, до ближайшей границы (начала или конца) зоны.

2.4 ГРАДИЕНТНЫЙ МЕТОД ОПТИМИЗАЦИИ

Рассмотренная в § 2.2, 2.3 методика оптимизации непосредственно применима лишь в случае сепарабельной целевой функции. В более сложных случаях, в частности, при учете потерь активной мощности в сети и ограничений, наложенных на зависимые переменные, требуется применение более сложных методов, из которых по соображениям, приведенным в § 2.1, принят градиентный метод [31, 38, 52, 63, 66]. Сущность его состоит в том, что задаются (в ряде случаев произвольно) некоторым начальным приближением, т. е. начальным значением $\mathbf{X}^{(0)}$ вектора независимых переменных. При этом условие минимума функции $F(\mathbf{X})$, т. е. равенство $\nabla F(\mathbf{X}) = 0$, как правило, не выполняется.

Поэтому делают некоторый шаг $\Delta \mathbf{X}^{(0)}$ с целью приблизить решение к оптимуму. Таким образом получают начальное приближение для следующего шага (итерации)

$$\mathbf{X}^{(1)} = \mathbf{X}^{(0)} + \Delta \mathbf{X}^{(0)}.$$

Далее делают новый шаг $\Delta \mathbf{X}^{(1)}$ и так далее до достижения оптимума. Таким образом, на каждой k -й итерации вычисляется значение вектора $\mathbf{X}$ для следующей $(k+1)$ -й итерации по формуле

$$\mathbf{X}^{(k+1)} = \mathbf{X}^{(k)} + \Delta \mathbf{X}^{(k)}. \quad (2.11)$$

Поскольку направление вектор-антиградиента указывает направление быстрого уменьшения целевой функции (см. § 1.3), естественно делать шаг в этом направлении, что дает:

$$\Delta \mathbf{X}^{(k)} = -h^{(k)} \left(\frac{\partial F}{\partial \mathbf{X}} \right)^{(k)}, \quad (2.11a)$$

где $h^{(k)}$ — множитель, который определяет шаг $\Delta \mathbf{X}^{(k)}$ (в некоторых работах этот множитель называют шагом).

В большинстве рассматриваемых в настоящей книге подзадач приходится иметь дело с переменными, допускающими различные пределы изменения и оказывающими разное влияние на целевую функцию (например, P_i для электростанций различной мощности), а иногда и разной физической природы (напряжения, реактивные мощности, коэффициенты трансформации трансформаторов). Это обуславливает значительную разницу между значениями компонентов вектор-градиента по разным переменным. В результате целевая функция приобретает «овражный» характер с линиями уровня, имеющими вид сильно вытянутых вдоль оси «оврага» эллипсов, что сильно ухудшает сходимость итерационных процессов. Для улучшения сходимости во всех модификациях градиентного метода обычно применяются масштабные множители μ_i . При этом приращения каждой независимой переменной x_i вычисляются как

$$\Delta x_i^{(k)} = -h^{(k)} \mu_i \left(\frac{\partial F}{\partial x_i} \right)^{(k)}. \quad (2.11b)$$

Удачный выбор масштабных множителей позволяет в ряде случаев улучшить форму линий уровня целевой функции, приблизив их к окружностям, и тем значительно ускорить процесс оптимизации. Однако общая методика выбора масштабных множителей до настоящего времени не разработана. При решении различных подзадач применяются различные методы, рассматриваемые при описании этих подзадач.

Геометрическая интерпретация применения градиентного метода в случае функции двух независимых переменных представлена на рис. 2.8.

Вектор-градиент $\nabla F^{(k)}$ в точке $A(x_1^{(k)}, x_2^{(k)})$, соответствующей началу k -й итерации, указывает направление, в котором должен осуществляться шаг $\Delta X^{(k)}$, но не дает никакой информации для суждения о величине шага,

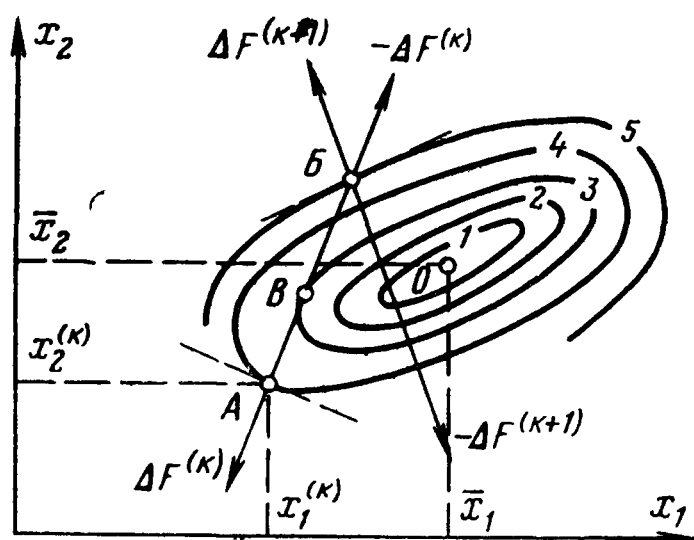


Рис. 2.8. Геометрическая интерпретация градиентного метода. 1—5 — линии уровня (увеличение номера соответствует увеличению целевой функции); $O(x_1, x_2)$ — точка минимума.

т. е. о множителе $h^{(k)}$ в формулах (2.11). Если выбирать значения $h^{(k)}$ достаточно малыми, то после осуществления каждого шага процесс будет переходить на линию (в многомерном пространстве — гиперповерхность) уровня, соответствующую меньшему значению $F^{(k+1)}$. Таким образом, целевая функция на каждом шаге оптимизации будет монотонно умень-

шаться и процесс будет сходиться к минимуму F_0 . Однако при слишком малых $h^{(k)}$ сходимость процесса медленная и для расчета потребуется большое число итераций и значительное машинное время.

На рис. 2.8 показан вариант выбора слишком большого значения $h^{(k)}$. При этом изображающая точка (точка с координатами x_i) перейдет из положения A на линии уровня 4 в положение B на линии уровня 5, соответствующей большому значению целевой функции. Если и на следующих итерациях принимать чрезвычайно большие значения $h^{(k+1)}$, $h^{(k+2)}$ и т. д., то целевая функция будет все время увеличиваться, другими словами, процесс итераций окажется расходящимся и не даст возможности найти решение. Поэтому выбор порядка изменения в процессе итераций шага $\Delta X^{(k)}$ и, следовательно, множителя $h^{(k)}$ является ответственной задачей, во многом определяющей работоспособность метода.

Порядок изменения множителя $h^{(k)}$ (алгоритм «а»). В большинстве модификаций градиентных методов ве-

личину $\Delta \mathbf{X}^{(k)}$ определяют на каждом шаге оптимизации, исходя из минимума функции $F(\mathbf{X})$ по направлению антиградиента $-\nabla \mathbf{F}$, т. е.

$$F(\mathbf{X}^{k+1}) = \min_h F(\mathbf{X}^{(k)} - h \nabla \mathbf{F}^{(k)}). \quad (2.12)$$

Эта модификация называется методом наискорейшего спуска.

На рис. 2.8 методу наискорейшего спуска соответствует переход изображающей точки из положения A в положение B (в этой точке вектор-антиградиент касается соответствующей линии уровня).

Для отыскания минимума функции $F(\mathbf{X})$ по направлению $-\nabla \mathbf{F}$ в литературе предложены многочисленные методы одномерного поиска. Все они требуют на каждом шаге оптимизации несколько раз вычислять значение целевой функции $F(\mathbf{X})$ при разных значениях $h^{(k)}$, что, как уже указывалось, в рассматриваемых ниже подзадачах вызывает существенные затруднения. В связи с этим в основу принятой методики положено то обстоятельство, что в точке минимума функции (2.12) направление $\nabla \mathbf{F}^{(k)}$ и $\nabla \mathbf{F}^{(k+1)}$ ортогональны (для функции двух переменных — перпендикулярны). Следовательно, в этой точке скалярное произведение (сумма произведений одноименных компонентов) векторов $\nabla \mathbf{F}^{(k)}$ и $\nabla \mathbf{F}^{(k+1)}$ равно нулю, т. е.

$$(\mathbf{A}^{(k)}, \mathbf{A}^{(k+1)}) = a_1^{(k)} a_1^{(k+1)} + \dots + a_n^{(k)} a_n^{(k+1)} = 0, \quad (2.13)$$

где

$$\mathbf{A}^{(k)} = \nabla \mathbf{F}^{(k)}; \quad \mathbf{A}^{(k+1)} = \nabla \mathbf{F}^{(k+1)}; \quad a_i^{(k)} = \left(\frac{\partial F}{\partial x_i} \right)^{(k)};$$

$$a_i^{(k+1)} = \left(\frac{\partial F}{\partial x_i} \right)^{(k+1)}; \quad i = 1, \dots, n.$$

Если $(\mathbf{A}^{(k)}, \mathbf{A}^{(k+1)}) < 0$, то шаг $\Delta \mathbf{X}$ слишком велик и множитель следует уменьшать, а при $(\mathbf{A}^{(k)}, \mathbf{A}^{(k+1)}) > 0$ множитель $h^{(k)}$ следует увеличить. Вместе с тем необходимо иметь в виду, что выполнение шага даже при множителе $h^{(k)}$, не удовлетворяющем условию минимума функции (2.12), в подавляющем большинстве случаев приближает изображающую точку к точке оптимума. Это справедливо всегда, когда $h^{(k)}$ слишком мал, и во многих случаях (в частности, в ситуации, изображенной на рис. 2.8), когда он слишком велик. (Исключения из

этого правила будут рассмотрены ниже в разделе о «выбросе»). Поэтому затрачивать лишнее время на расчеты скалярного произведения $(\mathbf{A}^{(k)}, \mathbf{A}^{(k+1)})$ или функции F при нескольких значениях $h^{(k)}$ для выбора из них значения, удовлетворяющего (2.13), явно не выгодно. Целесообразнее после расчета вектор-градиента $\nabla \mathbf{F}^{(k)}$ выполнить шаг при полученной ранее величине $h^{(k)}$, а значение $\nabla \mathbf{F}^{(k+1)}$ и соответствующий знак скалярного произведения использовать для выбора $h^{(k+1)}$ на следующей итерации. Соответствующая расчетная схема изменения h имеет следующий вид:

$$\text{если } (\nabla \mathbf{F}^{(k)}, \nabla \mathbf{F}^{(k+1)}) > 0, \text{ то } h^{(k+1)} = \chi_1 h^{(k)}; \quad (2.14)$$

$$\text{если } (\nabla \mathbf{F}^{(k)}, \nabla \mathbf{F}^{(k+1)}) < 0, \text{ то } h^{(k+1)} = \chi_2 h^{(k)}, \quad (2.14a)$$

где $\chi_1 > 1,0$ и $\chi_2 < 1,0$ — постоянные множители.

В математической литературе обычно рекомендуется в подобных случаях принимать $\chi_1 = 2,0$; $\chi_2 = 0,5$. Однако опыт расчетов показал, что при таких значениях множителей часто наблюдаются затяжка процесса и даже заикливание. Это вызывается тем, что слишком большой множитель $h^{(k)}$, уменьшаясь вдвое ($\chi_2 = 0,5$), в следующей итерации может оказаться слишком малым и умножением на $\chi_1 = 2,0$ вновь приобретает исходное значение. Кроме того, так как выбор слишком больших значений $h^{(k)}$ может вызвать расходящийся процесс итераций и потому более опасен, чем выбор слишком малых (при этом процесс итераций хотя и замедляется, но все-таки сходится), необходимо, чтобы увеличение множителя $h^{(k)}$ требовало большего числа итераций, чем снижение. Многочисленные экспериментальные исследования, производившиеся в течение многих лет для всех рассматриваемых в настоящей книге подзадач, показали, что результаты, близкие к оптимальным, дают значения $\chi_1 = 1,3$ и $\chi_2 = 0,4$. Эти значения и применяются в настоящее время для всех подзадач.

Как уже указывалось, учет ограничений штрафными функциями применяется, как правило, только для зависимых переменных. Ограничения, наложенные на независимые переменные, учитываются в каждой итерации закреплением последних на нарушенных пределах. Для этих переменных величина a_i в формулах (2.13) заменяется фиктивной величиной, определяемой по следующей

формуле [17]:

$$(a_i)_{\text{факт}}^{(k+1)} = \frac{(\Delta x_i)_{\text{факт}}^{(k+1)}}{\mu_i h^{(k+1)}}, \quad (2.15)$$

где $(\Delta x_i)_{\text{факт}}^{(k+1)}$ — фактическое (результатирующее) изменение i -й независимой переменной.

Выбор начального значения $h^{(0)}$ множителя $h^{(k)}$. Описанный алгоритм оставляет открытым вопрос о выборе начального значения $h^{(k)} = h^{(0)}$. В разработанных до настоящего времени программах значение $h^{(0)}$, как правило, выбирается вручную на основании опыта расчетов. Обычно это не вызывает затруднений, так как неудачное задание $h^{(0)}$ приводит лишь к нескольким лишним итерациям, в ходе которых значение $h^{(k)}$ корректируется в соответствии с формулами (2.14) и (2.15). Следует, однако, заметить, что в ходе итерационного процесса оптимизации значения $h^{(k)}$ по мере приближения к оптимуму сильно (иногда в тысячи раз) уменьшаются по сравнению с $h^{(0)}$. Поэтому в случае выбора хорошего, т. е. близкого к оптимуму, начального приближения заранее выбранный множитель $h^{(0)}$, как правило, оказывается слишком большим. В этих случаях первые итерации оптимизации приводят к удалению от оптимума. В результате общее время, требующееся для оптимизации при хорошем начальном приближении, немногим меньше, чем при плохом.

В случаях, когда оптимизационные расчеты производятся систематически для мало отличающихся друг от друга режимов, результаты расчета для одного режима могут служить хорошим начальным приближением для другого.

Чтобы использовать появляющиеся при этом возможности уменьшить затраты на расчет, необходимо выбрать значение $h^{(0)}$, близкое к обеспечивающему минимум функции (2.12). Это можно сделать, применив для выбора $h^{(0)}$ метод наискорейшего спуска. Более простой путь состоит в том, что если осуществление начального шага $\Delta X^{(0)}$, вычисленного при значении множителя $h = h^{(0)}$, приводит к отрицательному знаку скалярного произведения, этот шаг не выполняется и делается новый шаг, вычисляемый по начальному значению вектор-градиента при $h^{(0)'} = \chi_2 h^{(0)}$. Если и при этом знак скалярного произведения остается отрицательным, множи-

тель $h^{(0)}$ может быть таким же образом изменен снова до достижения $(A^{(k)}, A^{(k+1)}) \geq 0$.

Выбор множителей $h_i^{(k)}$ для каждой независимой переменной в отдельности (алгоритм «б»). В рассматриваемых подзадачах линии уровня целевой функции F часто образуют вытянутый «овраг» (рис. 29). При таком виде функции применение градиентного метода приводит к зигзагообразному движению вдоль оси оврага, характер которого для постоянного значения множителя $h^{(k)}$

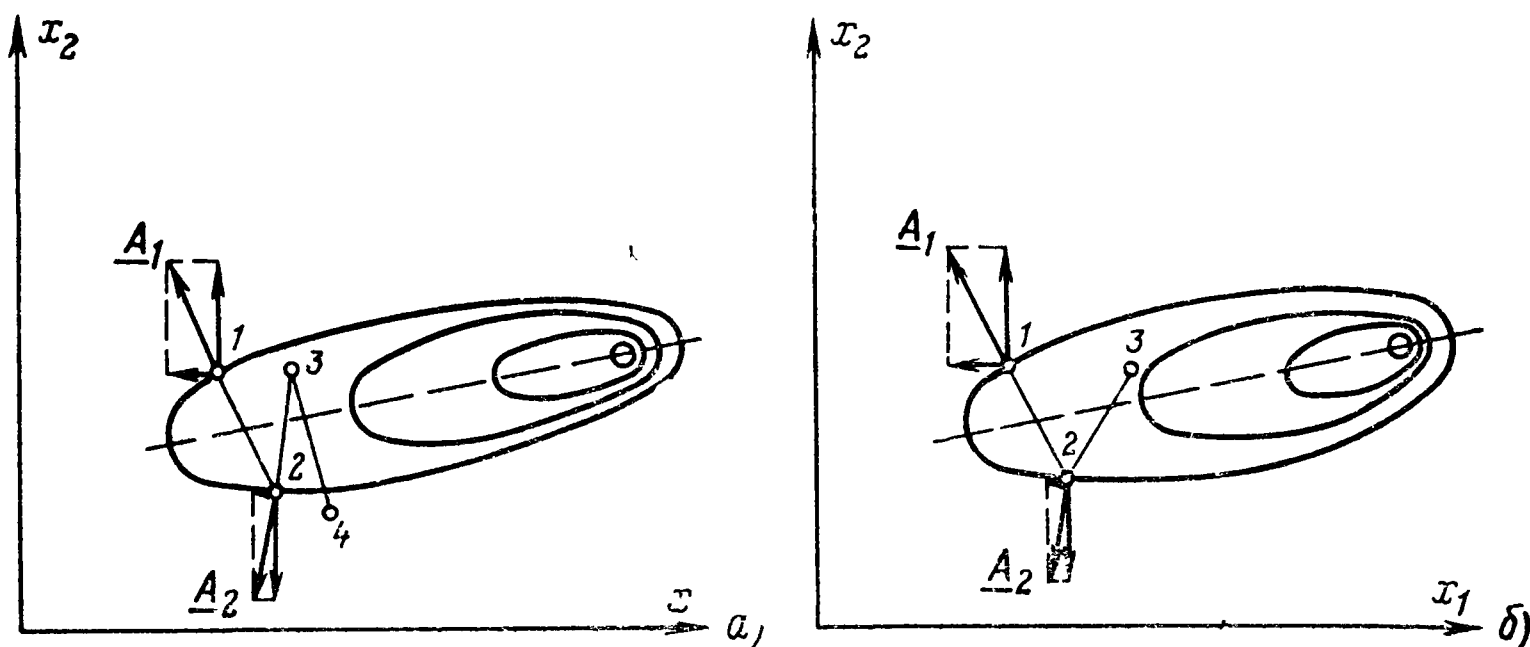


Рис 29 Движение к оптимуму для функции двух переменных

a — постоянный множитель $h^{(k)}$, $б$ — изменение $h_i^{(k)}$ для каждой переменной; A_1, A_2 — направления градиента в точках 1 и 2

показан на рис. 2.9,а. При этом основное продвижение на каждом шаге направлено почти перпендикулярно к оси оврага, продвижение же к оптимуму (вдоль оси) незначительно.

Применение описанного выше алгоритма изменения $h^{(k)}$ (по знаку скалярного произведения), а также метода наискорейшего спуска приводит к быстрому дроблению множителя $h^{(k)}$ и уменьшению шага ΔX , причем одновременно уменьшается и составляющая шага, направленная вдоль оси оврага, что замедляет процесс оптимизации. Один из путей уменьшения этого недостатка состоит в выборе и изменении множителя $h_i^{(k)}$ для каждой i -й независимой переменной в отдельности в зависимости от изменения знака соответствующего компонента вектор-градиента.

Расчетные формулы для этого случая имеют следующий вид:

$$\text{если } a_i^{(k)} a_i^{(k+1)} > 0, \text{ то } h_i^{(k+1)} = \chi_1 h_i^{(k)}; \quad (2.16)$$

$$\text{если } a_i^{(k)} a_i^{(k+1)} < 0, \text{ то } h_i^{(k+1)} = \chi_2 h_i^{(k)}, \quad (2.16a)$$

где χ_1 и χ_2 имеют те же значения, что и в формулах (2.14).

Нетрудно видеть, что при определении $h_i^{(k)}$ по этим формулам после выполнения первого шага и перехода в точку 2 (рис. 2.9, б) множитель $h_1^2 = 1,3h_1^{(1)}$, так как компонент a_1 вектора ∇F сохраняет знак, а множитель $h_2^{(2)} = 0,4h_2^{(1)}$, так как компонент a_2 меняет знак. Это

уменьшает продвижение поперек оси оврага и увеличивает продвижение его вдоль оси. Как показали сравнительные расчеты, рассматриваемая методика имеет преимущества перед методикой с общим для всех компонентов $h^{(k)}$ в случаях, когда в числе независимых переменных имеются переменные разной физической природы, наличие которых затрудняет выбор масштабных множителей.

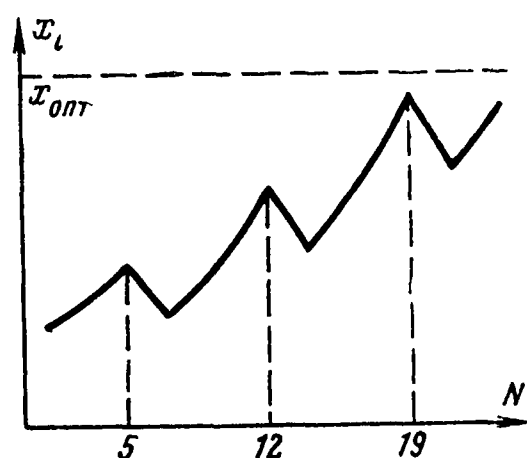


Рис 2.10. Выбросы в процессе оптимизации
 N — число итераций

Ограничение резких колебаний («выбросов») шага. Изменения составляющих вектор-градиента в процессе оптимизации, в особенности существенные в связи с применением для учета ограничений штрафных функций, часто приводят к значительным колебаниям шага Δx_i (рис. 2.10).

Чаще всего механизм возникновения «выбросов» имеет описанный ниже характер (применительно к алгоритму «б» выбора множителя $h_i^{(k)}$). Если значения a_i малы, в процессе оптимизации может быть сделано несколько малых шагов с сохранением знака a_i . При этом на каждом шаге множитель $h_i^{(k)}$ умножается на $\chi_1 = 1,3$ и может значительно увеличиться. Если на какой-либо итерации (например, № 5, 12, 19 рис. 2.10) вследствие перехода допустимого предела по какой-либо переменной в $F(X)$ войдет «штрафная» составляющая, a_i может резко возрасти по модулю, как правило, одновременно меняя знак. В результате этого величина x_i

отбрасывается к значению, которое она имела за несколько итераций до выброса. Изображающая точка возвращается в область с малыми значениями $|a_i|$. К тому же множитель $h_i^{(k)}$ вследствие двукратного умножения на множитель $\chi_2=0,4$ резко уменьшается. Поэтому вновь начинающееся движение к оптимуму происходит медленно. Таким образом, выбросы существенно ухудшают сходимость итерационного процесса оптимизации. В особенности сказанное относится к алгоритму «б» с индивидуальным выбором $h_i^{(k)}$ для каждой переменной. Во избежание этого описанные алгоритмы применяются в сочетании с ограничением по модулю как «штрафной» составляющей производной, так и всей производной. При этом шаг вычисляется по следующей формуле:

$$\Delta x_i^{(k)} = -h_i^{(k)} \mu_i (a_i^{(k)})_p, \quad (2.17)$$

где $(a_i^{(k)})_p$ — расчетная величина составляющей вектора градиента:

$$(a_i^{(k)})_p = a_i^{(k)}, \text{ если } |a_i^{(k)}| \leq a^m; \quad (2.17a)$$

$$(a_i^{(k)})_p = a^m \operatorname{sign}(a_i^{(k)}), \text{ если } |a_i^{(k)}| > a^m; \quad (2.17b)$$

a^m — заранее установленная величина.

В случаях изменения знака скалярного произведения $(A^{(k)} A^{(k+1)})$ или (при индивидуальном выборе $h_i^{(k)}$) произведения $a_i^{(k)} a_i^{(k+1)}$ дополнительно применяется ограничение шага $\Delta x_i^{(k+1)}$ по следующей схеме:

$$\text{если } |\Delta x_i^{(k+1)}| < \delta |\Delta x_i^{(k)}|, \text{ то } (\Delta x_i^{(k+1)})_p = \Delta x_i^{(k+1)}; \quad (2.18)$$

$$\text{если } |\Delta x_i^{(k+1)}| > \delta |\Delta x_i^{(k)}|, \text{ то } (\Delta x_i^{(k+1)})_p = \delta |\Delta x_i^{(k)}| \times \\ \times \operatorname{sign}(\Delta x_i^{(k)}), \quad (2.18a)$$

где δ — заранее заданная константа; обычно $\delta = 0,6 \div 0,8$.

Взамен описанных способов или в сочетании с ними можно применить в точке выброса определение величин $h_i^{(k)}$ тем же путем, который рассмотрен выше для вы-

бора начального значения $h^{(0)}$. Этот путь представляется перспективным, но требует экспериментальной проверки, которая пока не производилась.

Стабилизация процесса оптимизации путем «выравнивания» производных. При решении ряда подзадач (оптимизации режима ЭС по активной мощности, оптимизации режима ТЭС) условие баланса мощности учитывается путем введения балансирующего объекта, мощность которого является функцией мощностей нагрузок остальных объектов. Недостаток этого способа состоит в том, что в процессе оптимизации мощность балансирующего объекта колеблется и часто выходит то за верхний, то за нижний допустимые пределы. При этом вводятся производные разного знака от штрафных функций, знак скалярного произведения вектор-градиентов меняется и множитель $h^{(k)}$ уменьшается. Соответственно замедляется процесс оптимизации.

Во избежание этого разработанная в [17] методика предусматривает выравнивание производных, при котором шаг по градиентному методу вычисляется по следующей формуле

$$\Delta x_i^{(k)} = -h^{(k)} (a_i^{(k)} - a_{\text{ср}}^{(k)}), \quad (2.19)$$

где

$$a_{\text{ср}}^{(k)} = \frac{\sum_i a_i^{(k)}}{n + \xi}; \quad (2.19a)$$

ξ — постоянная, удовлетворяющая условию

$$0 < \xi < \infty. \quad (2.20)$$

Нетрудно видеть, что при $\xi = \infty$ второй член (2.19) обращается в нуль и расчет сводится к обычной форме градиентного метода.

Если выбрать $\xi = 0$, то при расчете по формуле (2.19) получим $\sum_i \Delta x_i^{(k)} = 0$. В этом случае мощность баланси-

рующего объекта в результате выполнения шага остается неизменной. Отсутствие колебаний мощности балансирующего объекта существенно ускоряет процесс оптимизации. Однако при окончании процесса оптимизации, т. е. при $a_i^{(k)} - a_{\text{ср}}^{(k)} = 0$, обеспечивается лишь равенство всех $a_i^{(k)}$ друг другу, но не обеспечивается равенство их нулю, т. е. оптимальность режима не обеспечивается.

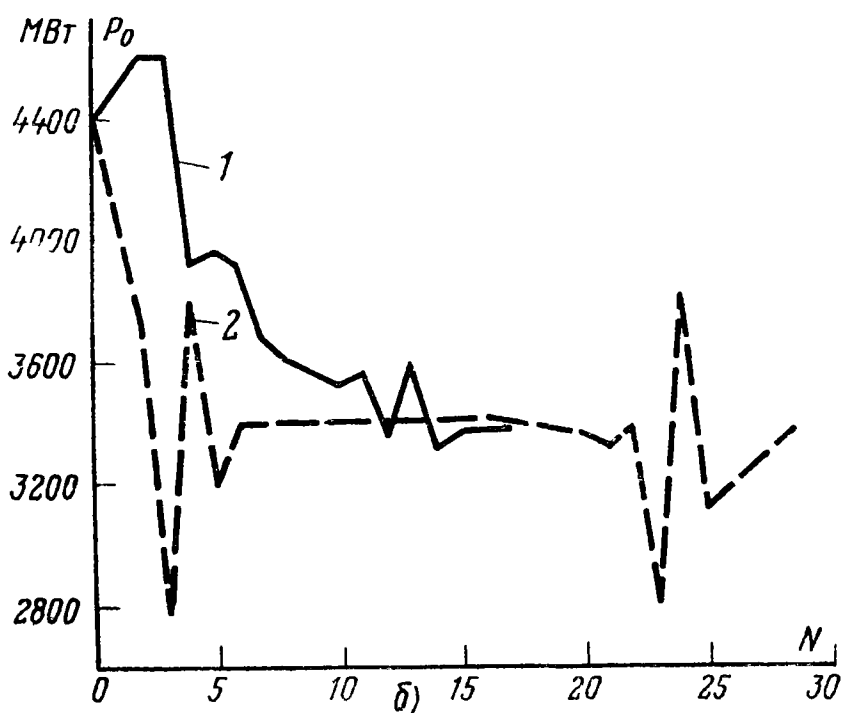
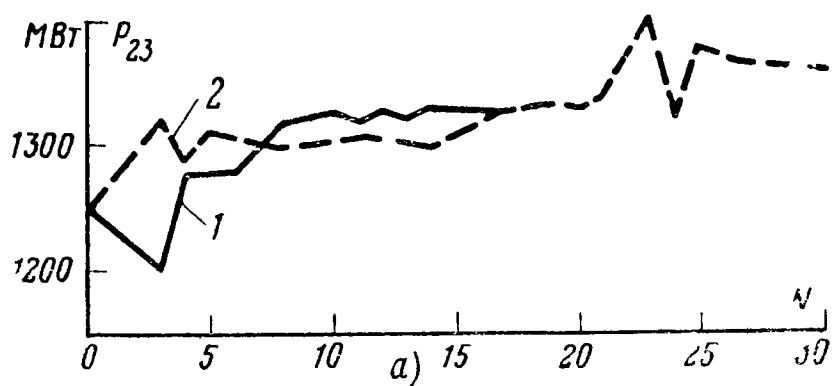


Рис. 2.11. Изменение мощности объекта 23 P_{23} (а) и балансирующего объекта P_0 (б) в процессе оптимизации (пример).

1 — $\Delta P_i = -\mu_i H k(a_i - a_{cp})$, 2 — $\Delta P_i = -\mu_i H k a_i$. В варианте 1 процесс сошелся по всем переменным за 17 итераций, в варианте 2 расчет прекращен до достижения сходимости

Нетрудно видеть, что при любом ξ , удовлетворяющем неравенству (2.20), выполнение для всех a_i условий $a_i - a_{cp} = 0$ обеспечивает также выполнение условия оптимальности $a_i = 0$.

Вместе с тем при достаточно малых значениях $\xi > 0$ уменьшаются колебания мощности балансирующего объекта и ускоряется процесс оптимизации.

На основании многочисленных экспериментальных расчетов в разработанных программах принята величина $\xi = 4$, давшая наилучшие результаты.

Эффективность описанной методики иллюстрируется кривыми на рис. 2.11, построенными по результатам оптимизации режима

реальной ОЭС по активной мощности. В рассмотренном случае применение «выравнивания» обеспечило окончание процесса оптимизации по всем независимым переменным за 17 итераций. Расчет по обычной методике ($\xi = 0$) был прекращен на 30-й итерации до достижения сходимости.

Критерий окончания процесса оптимизации. Как уже указывалось в § 1.3, при оптимальном режиме все составляющие вектора-градиента должны быть равны нулю.

В соответствии с этим наиболее надежный критерий окончания итерационного процесса состоит в выполнении для каждой i -й переменной условия (за исключением независимых переменных, «закрепленных» на предельно допустимых значениях)

$$|a_i| = \left| \frac{\partial F(\mathbf{X})}{\partial x_i} \right| \leq \varepsilon_a, \quad (2.21)$$

где ε_a — заранее заданное малое положительное число.

В литературе часто рекомендуется считать процесс оптимизации законченным, если разность значений целевой функции в соседних итерациях удовлетворяет следующему условию:

$$|F(\mathbf{X})^{(k+1)} - F(\mathbf{X})^{(k)}| \leq \varepsilon_F. \quad (2.22)$$

Этот критерий менее надежен, так как малая по модулю разность значений $F(\mathbf{X})$ в соседних итерациях может объясняться не близостью к минимуму целевой функции, а замедлением процесса оптимизации. Вместе с тем опыт расчетов показывает, что в некоторых подзадачах (оптимизация режима электрической сети) при принятой методике оптимизации выполнение условия (2.22) дает достаточную близость к оптимуму и дальнейшие итерации, необходимые для выполнения условия (2.21), занимая значительное время, не дают заметного снижения значениям целевой функции. В этих случаях условие (2.21) заменяется более слабым условием (2.22).

Наряду с условиями (2.21) или (2.22) перед окончанием счета должно проверяться выполнение условий допустимости, т. е. соблюдение наложенных ограничений.

2.5. МЕТОДИКА УЧЕТА ОГРАНИЧЕНИЙ В ФОРМЕ НЕРАВЕНСТВ

Как уже указывалось, в основу учета ограничений в форме неравенств, наложенных на зависимые переменные, положен метод штрафных функций. Наиболее подробно основы метода изложены в [16, 62]. Несмотря на то, что этому методу в последнее десятилетие уделяется большое внимание, вычислительная сторона метода разработана недостаточно, и он непрерывно развивается и совершенствуется. Однако разработанные модификации дают хорошие результаты лишь для того ограниченного круга задач, для которого они разрабатывались.

В литературе рассматриваются две основные разновидности метода штрафных функций: метод внутренней точки, предусматривающий ввод штрафной функции, когда переменная находится еще внутри допустимой

области (штраф увеличивается при приближении к пределу), и метод внешней точки, предусматривающий ввод штрафной функции при выходе переменной за допустимые пределы. В настоящей работе применен метод внешней точки, так как он не требует задания начального приближения в допустимой области и дает возможность получить решение с некоторым нарушением допустимых пределов в случае, если заданные ограничения несовместны (последнее свойство очень важно для практического решения ряда задач).

Основы метода штрафных функций. Метод предназначен для учета ограничений следующего вида:

$$y_j^{min} \leq y_j \leq y_j^{max},$$

наложенных на переменную $y_j = f(\mathbf{X})$. Он может быть использован и для учета аналогичных ограничений, наложенных на независимые переменные x_i , однако такие ограничения в большинстве случаев целесообразнее учитывать прямым закреплением переменных, вышедших за допустимые пределы, на этих пределах.

В случае нарушения пределов в целевую функцию вводятся штрафные функции следующего вида:

$$Ш_j = \frac{\alpha_j}{2} \rho_j^2, \quad (2.23)$$

где $\rho_j = (y_j - \bar{y}_j)$ — величина нарушения ограничения; $\bar{y}_j$ — нарушенный предел (y_j^{min} или y_j^{max}); α_j — «штрафной» коэффициент, в общем случае разный для различных переменных.

В результате при нарушении пределов в состав i -го компонента вектор-градиента входят частные производные штрафной функции $ш_j = \frac{\partial Ш_j}{\partial x_i}$, имеющие следующий вид:

если $y_j < y_j^{min}$ ($\rho_j < 0$), то

$$ш_j = \alpha_j \rho_j \left(\frac{\partial y_j}{\partial x_i} - \frac{\partial y_j^{min}}{\partial x_i} \right); \quad (2.24)$$

если $y_j > y_j^{max}$ ($\rho_j > 0$), то

$$ш_j = \alpha_j \rho_j \left(\frac{\partial y_j}{\partial x_i} - \frac{\partial y_j^{max}}{\partial x_i} \right). \quad (2.24a)$$

Если $y_j^{min} \leq y_j \leq y_j^{max}$, т. е. $\rho_j = 0$, то значение штрафной функции равно нулю.

В случае постоянных (не зависящих от режима) пределов второй член в скобках обращается в нуль.

В случае, когда штрафные функции вводятся для учета ограничений, наложенных на независимые переменные x_i , выражения для w_i принимают наиболее простой вид:

$$w_i = \frac{d\mathcal{H}_i}{dx_i} = \alpha_i \rho_i. \quad (2.246)$$

Зависимость $\mathcal{H}_i$ и w_i от x_i в этом случае имеет вид, представленный на рис. 2.12. Сравнивая рис. 2.12 с рис. 1.1, легко видеть, что штрафную функцию можно рассматривать как аппроксимацию функции ущерба. Если последняя имеет достаточно простой вид (ущерб зависит только от мгновенных значений y_j), использование ее вместо штрафной функции трудностей не вызывает.

При оптимизации режима методом равенства относительных приростов (см. § 2.2) производную штрафной функции, вводимой для учета ограничений, наложенных на независимые переменные, можно включить в состав ХОП за пределами допустимых нагрузок (прямые 1'—2 и 3—4' на рис. 2.13). При стремлении α к бесконечности прямые 1'—2 и 3—4' становятся параллельными оси ординат (см. рис. 2.2).

Как видно из рис. 2.13, при конечных значениях штрафного коэффициента α учет ограничений с помощью штрафной функции не обеспечивает точного соблюдения заданных преде-

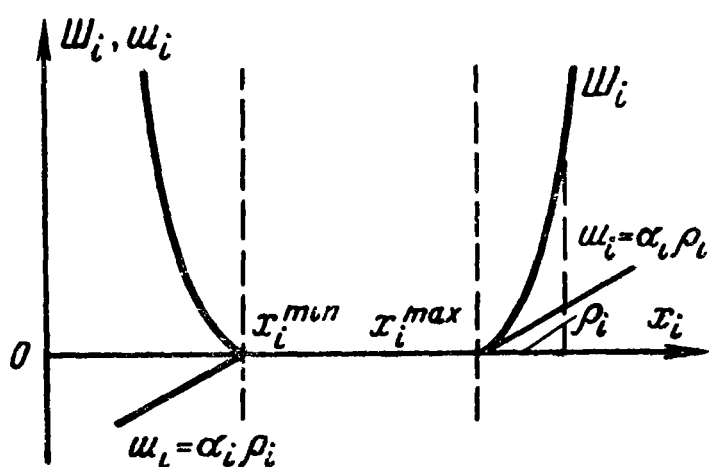


Рис. 2.12. Штрафная функция $\mathcal{H}_i$ и ее производная

$$w_i = \frac{d\mathcal{H}_i}{dx_i}.$$

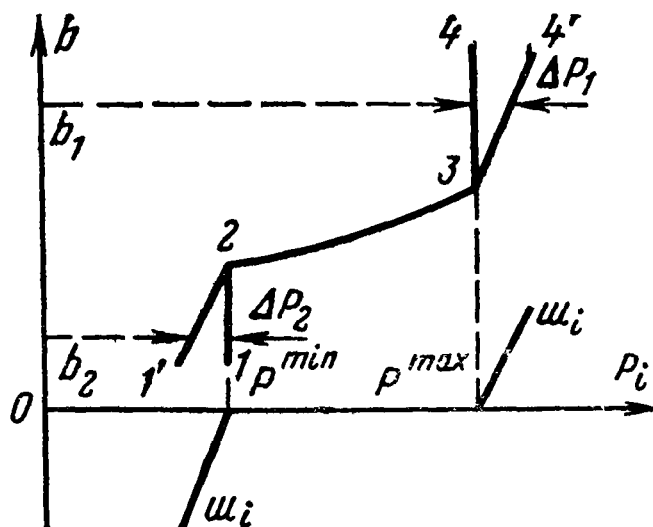


Рис. 2.13. Учет ограничений, наложенных на изменения мощности ТЭС изменением формы ХОП.

1—2—3—4 — исходная ХОП; 1'—2'—3'—4' — ХОП с учетом штрафной функции.

лов. В частности, при относительных приростах системы b_1 и b_2 (рис. 2.13) пределы нарушаются соответственно на $\rho_1 = \Delta P_1$ и $\rho_2 = \Delta P_2$. Таким образом, метод штрафных функций при постоянных заранее заданных штрафных коэффициентах α_j , не равных бесконечности, принципиально не может обеспечить точное соблюдение ограничений. Этот вывод остается в силе для любого общего случая. Действительно, в соответствии с теоремой Куна и Таккера, лежащей в основе методов нелинейного программирования, для учета ограничений, например, $y_j \geq y_j^{min}$ в целевую функцию должен быть введен дополнительный член $D_j = \omega_j (y_j - y_j^{min})$, удовлетворяющий «условиям дополняющей нежесткости» следующего вида:

$$\omega_j \geq 0; \quad (2.25)$$

$$\rho_j = (y_j - y_j^{min}) \geq 0; \quad (2.25a)$$

$$\omega_j \rho_j = 0. \quad (2.25b)$$

Таким образом, если оптимум лежит на границе допустимой области ($\rho_j = 0$), то при оптимальном режиме частная производная $\partial F / \partial x_i$ должна обращаться в нуль при $\omega_j \geq 0$, $\partial D_j / \partial x_i = \omega_j$, $\partial y_j / \partial x_i \neq 0$.

Между тем вводимая с той же целью, что и частная производная $\partial D_j / \partial x_i$, величина ω_j при $\rho_j = 0$ обращается в нуль. Ее ввод влияет на процесс оптимизации только при $\rho_j \neq 0$, т. е. при наличии нарушений.

Выбором достаточно большого значения коэффициента α_j можно добиться того, чтобы нарушения ρ_j были малы и режим оказался практически приемлемым.

Однако при применении градиентных методов увеличение α_j резко замедляет сходимость процесса оптимизации. Поэтому приходится идти на компромисс между требованиями точности учета ограничений и сокращения затрат времени на расчет. Вместе с тем метод имеет существенные положительные стороны, к которым, помимо простоты алгоритма и малой потребной памяти ЭВМ, относится возможность учета сложных ограничений при зависимости пределов от режима, возможность получать решение при несовместных ограничениях и ряд других. Все это, как указано ниже, имеет важное значение при решении ряда подзадач. Опыт расчетов показывает, что замедление процесса оптимизации градиент-

ным методом при больших значениях α_j тем меньше, чем ближе режим к оптимальному. Поэтому в математической литературе обычно рекомендуется вводить последовательность штрафных функций, крутизна которых (значение α_j) увеличивается в процессе итераций по мере приближения к оптимуму. Наш опыт свидетельствует о том, что эта мера действительно обеспечивает ускорение расчетов по сравнению с выбором с самого начала больших значений α_j ; однако применение больших α_j даже в конце процесса оптимизации резко замедляет его. Поэтому описываемый алгоритм в настоящей работе не применяется.

Последовательность штрафных функций со сдвигом допустимых пределов. В связи с наличием у метода с большими α_j указанного недостатка при решении большинства описанных ниже подзадач применяется модификация метода

штрафных функций, основанная на использовании малых постоянных значений штрафных множителей α_j . Однако если процесс оптимизации при данных значениях α_j сойдется с нарушением допустимых пределов по каким-либо зависимым переменным, например $\rho_j^{(0)} = y_j^{(0)} - y_j^{max} > 0$, то устанавливается новый предел $y_j^{(1)} = y_j^{max} - \rho_j^{(0)}$ (рис. 2.14) (в случае нарушения нижнего предела $y_j^{(1)} = y_j^{min} + \rho_j^{(0)}$). При этом на рис. 2.14 зависимость $w = f(y_j)$ вместо прямой $0-0$ представляется прямой $I-I$. Если новый расчет оптимального режима, произведенный при измененном пределе, снова сойдется с нарушением ограничений $\rho_j^{(1)}$ (величина ρ_j все время отсчитывается от первоначального предела), то производится новый сдвиг предела (соответствует прямой $II-II$) и производится новый цикл оптимизации.

Нетрудно убедиться, что сдвиг предела равносителен вычислению производной $w_j = \partial \Pi_j / \partial x_i$ по следующей формуле:

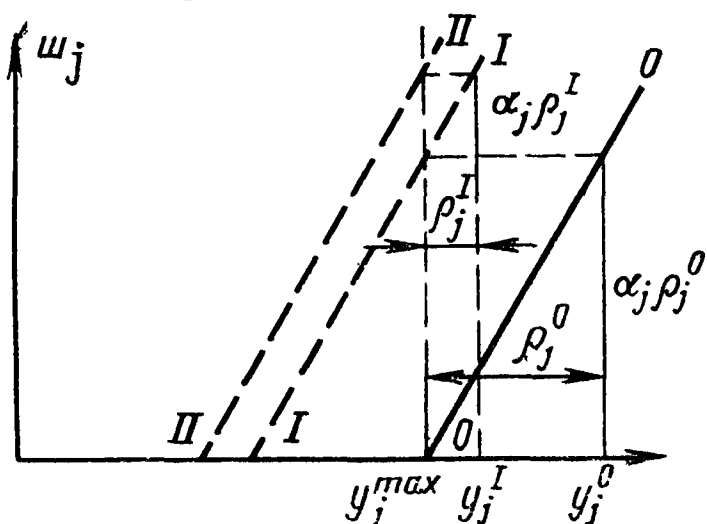


Рис. 2.14. Сдвиг допустимых пределов.

$$w_j = (w_{0j} + \alpha_j \rho_j) \frac{\partial y_j}{\partial x_i}, \quad (2.26)$$

где w_{0j} , оставаясь постоянной в каждом из циклов оптимизации, при переходе к следующему циклу изменяется следующим образом:

$$w_{0j}^{(k+1)} = w_{0j}^{(k)} + \alpha_j \rho_j^{(k)}. \quad (2.26a)$$

В случае совместных ограничений процесс итераций продолжается до выполнения следующего условия:

$$|\rho_j^{(k)}| \leq \varepsilon_p. \quad (2.27)$$

Следует отметить, что в отдельных циклах итераций величина $\rho_j^{(k)}$ может изменять знак, и таким образом $w_{0j}^{(k)}$ в процессе итераций то увеличивается, то уменьшается. Изменение знака $w_{0j}^{(k)}$ означает, что данное ограничение становится несущественным и процесс вошел в допустимую область без применения штрафных функций. В этом случае $w_{0j}^{(k)}$ полагается равным нулю.

Корректность описанного приема нетрудно обосновать, исходя из упоминавшейся выше теоремы Куна и Таккера. Действительно, если режим сошелся к оптимальному (причем для некоторых j $y_j = \bar{y}_j$, т. е. $\rho_j = 0$), то найденная описанным путем величина w_j совпадает с величиной ω_j , удовлетворяющей условиям дополняющей нежесткости (2.25).

В описанной форме методика пригодна для расчетов при условии, что наложенные ограничения совместны. При несовместных ограничениях после любого числа сдвигов пределов нарушения ограничений не устраняются (обычно попеременно уменьшаются нарушения одних ограничений и увеличиваются нарушения других), т. е. происходит заикливание. Для устранения этого недостатка число сдвигов ограничивают заранее заданным числом (обычно 4—6). Допускается установление большего числа сдвигов для тех переменных, нарушение допустимых пределов по которым особенно нежелательно (например, вызывает перегрузку оборудования). В частности, при оптимизации режима электрической сети наибольшее число сдвигов предусматривается для реактивных мощностей станций и наименьшее для напряжений в нагрузочных узлах, так как некоторое их нарушение

ние, хотя и ухудшает качество энергоснабжения, часто не делает режим недопустимым.

К числу преимуществ описанной модификации метода штрафных функций принадлежит отсутствие разрыва непрерывности второй производной целевой функции $\partial^2 F / \partial x^2_i$, возникающей при обычной форме этого метода, когда значение переменной y_j достигает предела. Это позволяет применять для оптимизации режима энергосистем методы второго порядка, в частности метод Ньютона. Рассматриваемая модификация метода штрафных функций может применяться также для учета условий в форме равенств.

Идеи, близкие к методу сдвига пределов, содержатся и в ряде других работ, в частности в [27, 54]. Эта модификация получила в американской литературе название метода Пауэлла. В [27, 54] аналогичный метод получил название «метода вспомогательных функций», причем его применение предусматривается не только для учета ограничений, но и для ускорения сходимости процесса при неблагоприятной форме используемых функций (резко переменная крутизна и наличие разрывов непрерывности ХОП).

Интегрирование производной штрафной функции. Рассматриваемый метод [23] является усовершенствованием метода сдвига пределов, основанным на аналогии итерационного процесса с процессом автоматического регулирования. При этом в качестве регулируемой величины рассматривается переменная y_j , в качестве ее отклонения от заданного значения — величина ρ_j , в качестве аналога положения регулирующего органа — $d\mathcal{I}_j/d\rho_j$ (при $y_j = \text{const}$ $d\mathcal{I}_j/d\rho_j = d\mathcal{I}_j/dy_j$), аналога времени — число итераций. При таком подходе форма метода с постоянным α_j соответствует статическому регулированию с коэффициентом статизма α_j , не обеспечивающему, как известно, постоянства регулируемой величины. Постоянство $\bar{y}_j$ можно обеспечить применением интегрального регулирования. Из теории автоматического регулирования известно, что для обеспечения устойчивости интегрального регулирования необходима стабилизация по производной. С учетом этого закон регулирования должен быть следующим:

$$\left(\frac{d\mathcal{I}_j}{d\rho_j}\right)^{(t)} = \alpha_j \int_0^t \left(\rho_j + \beta \frac{d\rho_j}{dt}\right) dt,$$

где $\beta > 0$ — стабилизирующий множитель (обычно $\beta = 0,4 \div 0,6$).

Ввиду дискретности принятого аналога времени — числа итераций интегрирование заменяется суммированием, что дает

$$\left(\frac{dW_j}{d\rho_j}\right)^{(k+1)} = \alpha_j \sum_1^k [\rho_j^{(k)} + \beta(\rho_j^{(k)} - \rho_j^{(k-1)})]. \quad (2.28)$$

Для сравнения методики с методом сдвига пределов представим формулы (2.28) в виде следующей рекуррентной формулы:

$$\left(\frac{dW_j}{d\rho_j}\right)^{(k+1)} = [w_{0j}^{(k)} + \alpha_j \beta (\rho_j^{(k+1)} - \rho_j^{(k)})] + \alpha_j \rho_j^{(k+1)}, \quad (2.29)$$

где $w_{0j}^{(k)}$ определяется суммированием за $k-1$ итераций по формулам (2.28).

Сравнивая (2.26) и (2.29), легко убедиться, что выражение в квадратных скобках в (2.29) отличается от $w_{0j}^{(k+1)}$, вычисляемого по формулам (2.26), наличием дополнительного члена $\alpha_j \beta (\rho_j^{(k+1)} - \rho_j^{(k)})$. Стабилизирующее влияние этого члена на итерационный процесс заключается в том, что при уменьшении ρ_j по модулю, т. е. при $|\rho_j^{(k+1)}| < |\rho_j^{(k)}|$, указанный член становится отрицательным (здесь, как и выше, рассматривается случай нарушения верхнего предела), что уменьшает нарастание w_{0j} . При быстром уменьшении $|\rho_j|$ величина w_{0j} может уменьшиться, несмотря на нарушение предела. Это предупреждает чрезмерное увеличение w_{0j} , т. е. перерегулирование, которое и приводит к колебательному процессу оптимизации, а иногда и к заикливанию.

Наличие стабилизирующего члена позволяет изменять w_{0j} , т. е. производить сдвиг пределов на каждой итерации, не дожидаясь, как в методе сдвига пределов, пока процесс сойдется. Таким образом, описанный метод позволяет вместо нескольких циклов итераций, каждый из которых производится при постоянном w_{0j} , ограничиться одним циклом с изменением w_{0j} внутри цикла и тем уменьшить время счета.

Эта модификация применена в программах оптимизации режима ТЭС (см. гл. 3), где она дает определенную выгоду. Сравнительные расчеты с использованием

этой же модификации, произведенные для других подзадач, не выявили заметных преимуществ описанной формы метода интегрирования перед методом сдвига пределов, так как единственный цикл оптимизации по методу интегрирования требовал практически такого же времени, как несколько циклов по методу сдвига пределов.

Анализ хода расчетов показал, что затяжка процесса при интегрировании, сводящая на нет преимущества этого метода, происходит в случаях, когда множитель $h^{(k)}$, определяющий шаг по градиентному методу, становится (в соответствии с описанным алгоритмом его изменения) малым. При этом разность $\rho_j^{(k+1)} - \rho_j^{(k)}$, имитирующая производную $\partial \rho_j / \partial t$, уменьшается (по модулю). Поэтому производная штрафной функции $\psi_j^{(k)}$ продолжает нарастать, даже если она достаточно велика, чтобы при дальнейших итерациях ликвидировать нарушение ограничения. В результате происходит перерегулирование, требуются дополнительные итерации, чтобы уменьшить $\psi_j^{(k)}$, процесс изменения $\rho_j^{(k)}$ приобретает колебательный характер.

Глава третья

ХАРАКТЕРИСТИКИ ПАРОВЫХ КОТЛОВ

3.1. ВИДЫ ХАРАКТЕРИСТИК КОТЛОВ

Все рассматриваемые ниже виды характеристик должны строиться в функции полезной нагрузки котла и охватывать весь возможный диапазон нагрузок от минимальной до максимальной.

Основные понятия. Нагрузки (мощности) котлов в эксплуатации характеризуются обычно расходом (отпуском) перегретого пара D , т/ч. Для каждого котла устанавливаются значения минимальной D^{min} и максимальной D^{max} нагрузок, т. е. нагрузок, с которыми он может длительно и устойчиво работать без вредных последствий (зашлаковка, нарушение устойчивости горения и циркуляции и т. п.), а также с сохранением в допустимых пределах параметров пара. Минимальные и максимальные нагрузки котлов могут значительно изменяться при изменениях вида и качества топлива и состояния котла.

Минимальные нагрузки для котлов, работающих на мазуте и газе, составляют 40—50%, а на углях 50—70% максимальной (наивысшие значения для углей марки АШ и тощих углей). Минимальная нагрузка котлов, нормально работающих на твердом топливе, может быть значительно снижена за счет «подсветки» мазутом или газом или полного перехода на мазут или газ.

При технико-экономических расчетах, в частности при оптимизации режимов, нагрузку котлов чаще всего измеряют не в единицах расхода пара, а в единицах расхода тепла Q , ГДж/ч (Гкал/ч). Нагрузка котлов в тепле может быть определена по формуле

$$Q'' = D_{\text{пе}}(i_{\text{п,п}} - i_{\text{п,в}}) + D_{\text{н,п}}(i_{\text{н,п}} - i_{\text{п,в}}) + \\ + D_{\text{пр}}(i_{\text{пр}} - i_{\text{п,в}}) + D_{\text{вт}}(i''_{\text{вт}} - i'_{\text{вт}}) + Q_{\text{от}}, \quad (3.1)$$

где $D_{\text{пе}}$, $i_{\text{п,п}}$ — расход и энтальпия перегретого пара; $D_{\text{н,п}}$, $i_{\text{н,п}}$ — количество и энтальпия насыщенного пара, отданного помимо пароперегревателя; $D_{\text{пр}}$ — расход на продувку котла с энтальпией $i_{\text{пр}}$; $i_{\text{п,в}}$ — энтальпия питательной воды на входе в котел; $D_{\text{вт}}$ — расход пара через вторичный перегреватель при начальной энтальпии $i'_{\text{вт}}$ и конечной $i''_{\text{вт}}$; $Q_{\text{от}}$ — тепло, отпускаемое с водой и воздухом на сторону.

Экономичность работы котла чаще всего характеризуют его КПД брутто

$$\eta = \frac{Q''}{Q'} = \frac{Q''}{7B}, \quad (3.2)$$

где Q'' — тепло, полезно отпущенное котлом, или тепловая нагрузка котла; Q' — тепло, подведенное с топливом; B — часовой расход условного топлива.

Зависимость η от Q'' , т. е. характеристика КПД, имеет вид, представленный на рис. 3.1.

Кроме этой характеристики, часто используются и другие виды характеристик, также представленные на рис. 3.1, в частности:

расходная характеристика $B = f(Q'')$. Расходная характеристика обычно близка к прямой; отрезок, отсекаемый ее продолжением на оси ординат, B_x иногда называют расходом холостого хода; эта величина является условной, так как на холостом ходу современные котлы работать не могут;

характеристика удельных расходов $b_y = B/Q'' = f(Q'')$;

характеристика относительных приростов (ХОП) $b = dB/dQ'' = f(Q'')$.

В точке $Q''_э$ (рис. 3.1), при которой КПД достигает максимума, удельный расход и относительный прирост равны;

характеристика полных (часовых) потерь $Q^\pi = f(Q'')$;

характеристика удельных потерь $q^\pi = Q^\pi/Q' = f(Q'')$.

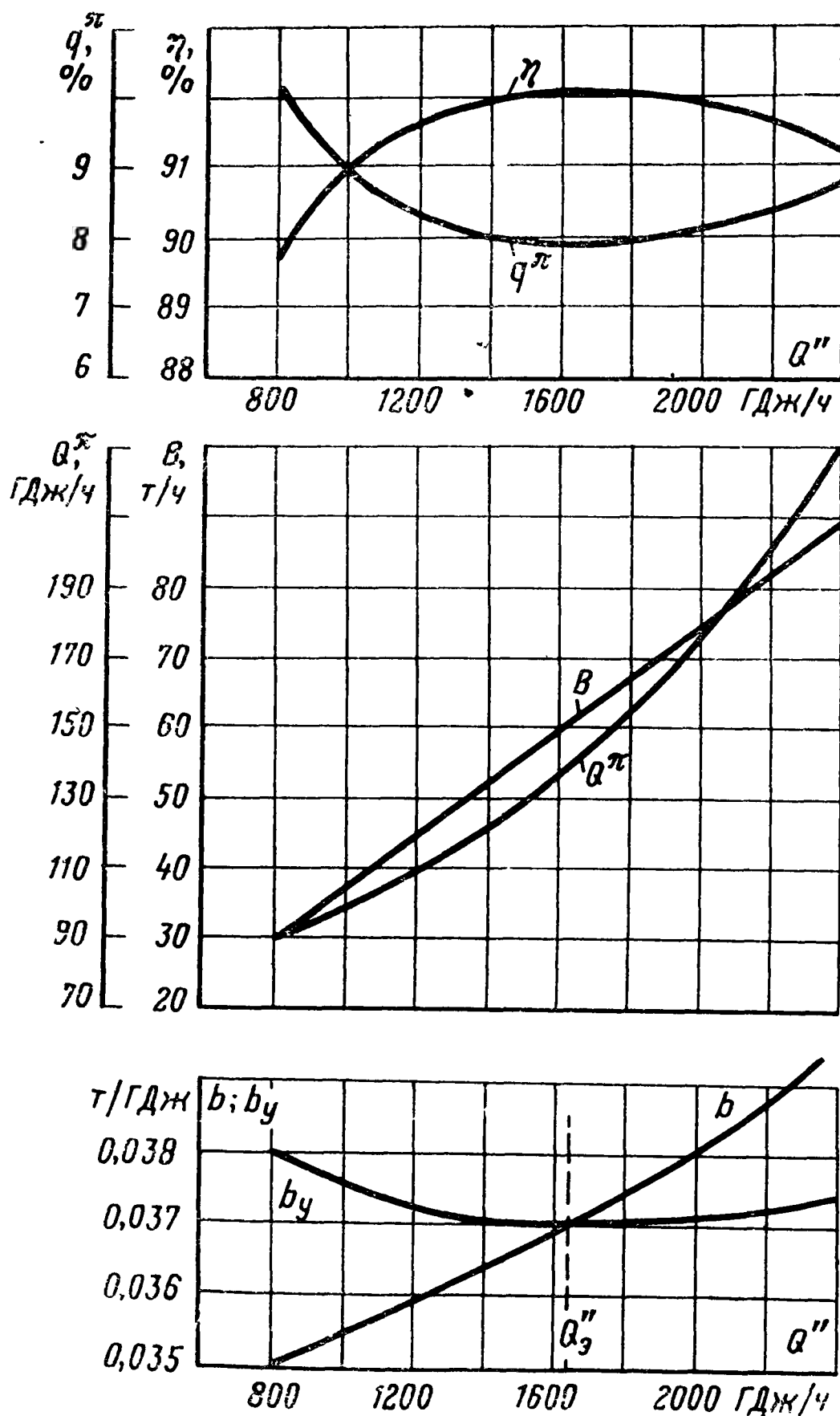


Рис. 3.1. Виды характеристик котла.

η — КПД; q^π — удельные потери; Q^π — полные часовые потери; B — расход условного топлива; b_y — удельный расход условного топлива; b — относительный прирост.

Характеристики котлов наиболее точно могут быть определены на основании испытаний. При отсутствии последних за основу могут быть взяты типовые нормативные характеристики.

Отработанные в течение многих лет и хорошо зарекомендовавшие себя на практике методы испытаний котлов предусматривают определение КПД по «обратному балансу». При таких испытаниях для нескольких нагрузок котла D замеряется ряд параметров, определяющих его режим (избыток воздуха в топке, присосы воздуха по тракту, содержание CO_2 в уходящих газах, температура уходящих газов t_{yx} и др.). Затем на основании замеренных параметров производится расчет составляющих потерь тепла q_i ($i=2, \dots, 6$), выражаемых в процентах от подведенного тепла: q_2 — потери тепла с уходящими газами; q_3 — потери с химической неполнотой сгорания; q_4 — потери с механической неполнотой сгорания; q_5 — потери с излучением в окружающую среду; q_6 — потери с физическим теплом шлаков.

Из указанных составляющих потерь наибольшее значение имеет q_2 , достигающая 8%, а для котлов, работающих на твердом топливе, также q_4 (до 3—4%). Составляющие q_3 , q_5 и q_6 — обычно незначительны (менее 1%). Величина q_5 при испытаниях вообще не замеряется и принимается по нормативным данным. Вместе с тем полные часовые потери с излучением в окружающую среду Q_5^π определяются температурой обмуровки котла, практически не зависящей от нагрузки Q'' . Поэтому можно принимать $Q_5^\pi = \text{const}$, что дает $dQ_5^\pi / dQ'' = 0$. Таким образом, погрешности определения Q_5^π не влияют на относительный прирост b . Зная все q_i ($i=2, \dots, 6$), нетрудно определить суммарные удельные потери

$$q^\pi = \sum_{i=2}^6 q_i; \quad (3.3)$$

КПД

$$\eta = 100 - q^\pi \quad (3.4)$$

и полные часовые потери тепла

$$Q^\pi = \frac{100 - \eta}{\eta} Q''. \quad (3.5)$$

Результаты испытания приводятся как в виде «точек» зависимостей, соответствующих значениям нагрузки D или Q'' , при которых производились испытания, так и в виде построенных на их основании «сглаженных» кривых.

Ряд полученных зависимостей вносится в режимную карту котла и является основанием для ведения режима персоналом, настройки автоматики и др. Кроме того, они могут использоваться для внесения поправок в характеристики котла при изменении его состояния, качества топлива и т. п.

3.2. СГЛАЖИВАНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ИСПЫТАНИЙ И ВЫБОР ФУНКЦИЙ, ПОДЛЕЖАЩИХ СГЛАЖИВАНИЮ ПРИ РАСЧЕТЕ ХОП

Из перечисленных характеристик для оптимизации режима в настоящей работе используются только расходная характеристика и ХОП. Последняя может быть получена дифференцированием: расходной характеристики, характеристики полных потерь, характеристики КПД.

Вместе с тем, как показано ниже, для снижения погрешностей расчета ХОП далеко не безразлично, какую из характеристик положить в основу расчета.

Для расчета ХОП необходимо дифференцирование одной из зависимостей: $\eta = f(Q'')$, $q^{\pi} = f(Q'')$ или $Q^{\pi} = f(Q'')$. Неизбежные погрешности измерений, колебания качества топлива обуславливают разброс точек, полученных при испытаниях, особенно существенный для котлов, работающих на твердом топливе (очень часто значения η , относящиеся практически к одной и той же нагрузке, расходятся более чем на 1%). Поэтому для обеспечения возможности численного дифференцирования полученные из испытаний зависимости необходимо предварительно сглаживать, т. е. построить по полученным точкам гладкие кривые. Форма сглаженной кривой полностью определяет характер ХОП. Вместе с тем исходные данные, получаемые при испытаниях, мало подходят для выявления действительного характера искомой зависимости.

Трудоемкость и высокая стоимость испытаний котлов приводят к тому, что при их проведении снимается лишь

небольшое число точек (чаще всего четыре — шесть), что недостаточно для применения методов математической статистики. Стремление наиболее точно определить максимальный КПД агрегата приводит к тому, что при испытаниях большинство точек снимают в области средних нагрузок, а области минимальных и максимальных нагрузок часто совсем или почти совсем не охватываются испытаниями. Между тем в математической литературе [29] показано, что для уменьшения погрешностей сглаживания целесообразно сгущать точки (узлы интерполяции) около концов интервала.

В связи с этим форма зависимостей $\eta=f(Q'')$ и $q''=f(Q'')$, полученных в результате испытаний и сглаженных вручную, в значительной мере определяется индивидуальностью работника, производящего сглаживание, и даже формой лекала, примененного чертежником. Это чаще всего делает их непригодными для последующего дифференцирования.

Аппроксимация зависимостей, полученных при испытаниях (интерполяция). Более объективные результаты, чем при сглаживании вручную, дает применение современных методов интерполяции, описанных в литературе по вычислительной математике и математической статистике.

Эти методы наиболее удобны для применения на ЭВМ. Их сущность состоит в том, что сглаживаемая функция $f(x)$, заданная в виде таблицы ее значений, заменяется (аппроксимируется) другой функцией $\varphi(x)$, выраженной аналитически (чаще всего полиномом). Аналитическое выражение $\varphi(x)$ позволяет также получить аналитическое выражение ее производной и тем самым решить вопрос о ее дифференцировании. Основное требование к аппроксимирующей функции состоит в близости ее к исходной функции.

В математической литературе рассматриваются два подхода к определению условий близости функции $\varphi(x)$ к $f(x)$.

Первый подход исходит из требования совпадения значений функций $f(x)$ и $\varphi(x)$ в узлах интерполяции, т. е. при значениях x_i и $f(x_i)$, имевших место в испытаниях.

Вместе с тем в математической литературе подчеркивается, что близость и даже совпадение значений функции в отдельных точках ни в коем случае не гарантирует

их близости во всем интервале изменений переменной x , тем более не гарантируется близость производных исходной $f(x)$ и аппроксимирующей $\varphi(x)$ функций. Обычным является вид этих функций, показанный на рис. 3.2. Характерным для рассматриваемого подхода является то, что аппроксимирующая функция $\varphi(x)$ почти всегда пересекает основную функцию $f(x)$ и что, следовательно, «узловая точка есть наилучшее возможное место для вычисления производной» [64]. Поскольку значения $f(x)$ в узлах интерполяции известны приближенно, очевидно, что требование точного совпадения аппроксимирующей функции $\varphi(x)$ с этими значениями необоснованно.

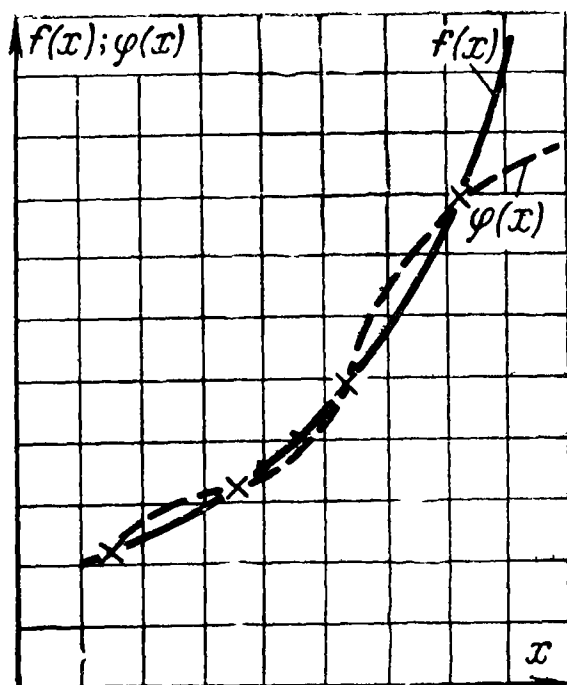


Рис. 3.2. Обычный характер изменения аппроксимирующей функции $\varphi(x)$ при совпадении значений $f(x)$ и $\varphi(x)$ в узлах интерполяции.

— исходная функция $f(x)$; — — — — — аппроксимирующая функция $\varphi(x)$; $\times$ — узлы интерполяции.

Второй подход, более рациональный для рассматриваемых условий, основан на применении метода наименьших квадратов. Он также предусматривает аппроксимацию функции $f(x)$ функцией $\varphi(x)$, которую выбирают, исходя из условия

$$\min \sum_i [f(x_i) - \varphi(x_i)]^2. \quad (3.6)$$

Однако вопреки распространенному мнению применение метода наименьших квадратов само по себе без введения дополнительных условий, определяющих характер аппроксимирующей функции, не гарантирует получения удовлетворительных результатов. В частности, характер и форма аппроксимирующей кривой в значительной мере определяются степенью аппроксимирующего полинома. Большинство разработанных программ аппроксимации предусматривает выбор этой степени исходя из условия достижения заданной погрешности в узлах интерполяции (если погрешность выше заданной, степень полинома увеличивается). Однако при малом числе точек (соизмеримом со степенью полинома) применение метода наименьших квадратов, уменьшая

или даже сводя к нулю погрешности в узлах интерполяции, приводит к увеличению погрешностей в промежуточных точках аналогично показанному на рис. 3.2. При этом вид аппроксимирующей кривой не отражает физических свойств искомой зависимости. В связи с этим в [43] указано, что «без дополнительной информации относительно погрешностей наблюдения» требование метода наименьших квадратов «будет столь же догматичным, как, например, требование совпадения значений аппроксимирующей и исходной функций в узлах интерполяции».

В литературе по вычислительной математике и математической статистике [29] указывается на необходимость выбирать аппроксимирующую функцию из числа функций определенного класса. Так, в [29] по поводу примера, приведенного в этой книге, сказано: «гипербола в данном случае хорошо отражает эмпирические данные. Если бы постарались решить эту задачу с помощью параболы, то результаты потеряли бы всякую познавательную ценность».

Подобные цитаты можно продолжать неограниченно. Они свидетельствуют о том, что для получения достоверных результатов при сглаживании как вручную, так и методом наименьших квадратов с помощью ЭВМ необходимо, помимо условия достижения требуемой погрешности, задаться характером аппроксимирующей функции. А для этого необходимо предварительно на основании специальных исследований определить характер функции, подлежащей сглаживанию.

Необходимость задаться характером поведения функции, подлежащей сглаживанию, обусловлена также малым числом точек, получаемых обычно из испытаний, и сосредоточением большинства их в области максимального КПД, о чем уже говорилось выше.

Выбор и определение характера аппроксимирующей функции. Ввиду того, что аналитическое выражение исследуемых зависимостей неизвестно, наиболее достоверные результаты можно получить путем обработки материалов испытаний большого числа котлов. Результаты такой обработки для 60 котлов разных типов, описанной в [8], приведены на рис. 3.3. Обработывались результаты испытаний, производившихся квалифицированными наладочными организациями и содержащих достаточное число точек (не менее шести — девяти). Исследовалась

зависимость $Q^{\pi} = f(Q'')$. Для возможности сопоставления величин, относящихся к разным котлам, Q^{π} и Q'' выражались в процентах от их значений при нагрузке, соответствующей максимальному КПД, и обобщенная зависимость $Q^{\pi}(Q'')$ строилась в относительных единицах. Это дало возможность использовать для получения кривой точки, относящиеся к нескольким котлам, и судить о форме кривой более обоснованно, чем для одного

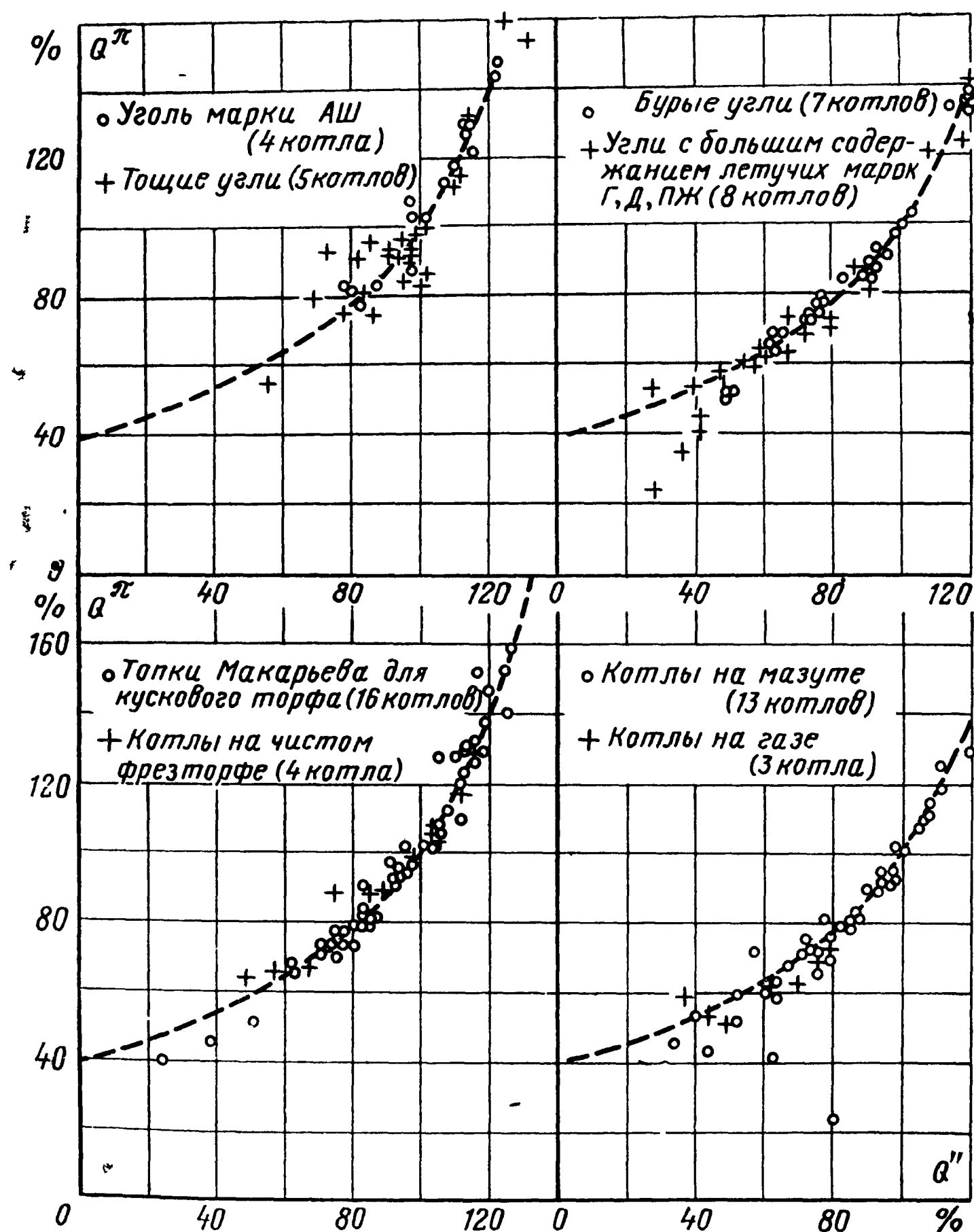


Рис. 33. Построение средней характеристики потерь по материалам испытаний 60 котлов.

котла. Следует отметить, что такой прием заведомо увеличивает разброс точек по сравнению со случаем такого же числа точек, относящихся к одному котлу, так как к погрешностям, вызванным неточностью испытаний, добавляются отклонения, вызванные неоднотипностью котлов. Как видно из рис. 3.3, несмотря на это, разброс точек невелик, что подтверждает достоверность обнаруженной закономерности. Она состоит в строгой выпуклости кривой $Q''(Q''')$. Для таких кривых относительный прирост монотонно возрастает при увеличении нагрузки.

Впоследствии аналогичные выводы были сделаны Союзтехэнерго (б. ОРГРЭС) для котлов послевоенного выпуска (сведения содержатся в ведомственных материалах б. ОРГРЭС за 1956—1958 гг.). Для проверки положения о выпуклости кривой потерь авторами в 1975—1977 гг. была произведена обработка материалов испытаний около 150 современных котлов разных типов, работающих на разных видах топлива. Для котлов, работающих на одном виде топлива (на газе, мазуте, различных видах углей), строились обобщенные кривые потерь аналогично изображенным на рис. 3.3. Результаты этой работы подтвердили выводы о выпуклости кривой потерь для котлов, работающих на газе, мазуте и некоторых видах углей. В тех же случаях, когда обработка поля получаемых точек с помощью метода наименьших квадратов не позволяла сделать однозначного вывода о форме кривой потерь (котлы, сжигающие уголь марки АШ), оказывалось, что выпуклая кривая потерь дает среднеквадратичную ошибку того же порядка, что и получаемая по методу наименьших квадратов.

Необходимо отметить, что разброс точек для котлов, работающих на АШ, больше, чем, например, для котлов, работающих на мазуте или газе, а количество точек в одном испытании в среднем меньше, т. е. при равном числе обработанных испытаний для котлов, работающих на АШ, обобщенная кривая потерь строилась на основании меньшего числа точек, имеющих большой разброс. Это может являться одной из причин, не позволяющей сделать однозначного заключения о поведении кривой потерь.

Наконец, многолетняя практика авторов показала, что в подавляющем большинстве случаев ХОП котлов, представляющиеся энергосистемами по данным имевшихся у них испытаний, удовлетворяли условиям выпук-

лости кривой Q'' (Q''). Анализ случаев, когда представленные ХОП не удовлетворяли этим условиям, неизменно показывал, что это объяснялось погрешностями исходных данных и их обработки (см., например, рис. 3.4).

Попытки выявить аналогичные закономерности для других видов характеристик котла не дали удовлетворительных результатов.

Чаще всего применяющийся в настоящее время путь сглаживания характеристики $\eta(Q'')$ и принятия ее в качестве основы для расчета других характеристик приводит к увеличению погрешностей при расчете ХОП и к искажению их формы. Это объясняется тем, что для современных котлов, имеющих высокий КПД (часто 90% и выше), незначительная погрешность в значении η приводит к существенной ошибке в значении производной.

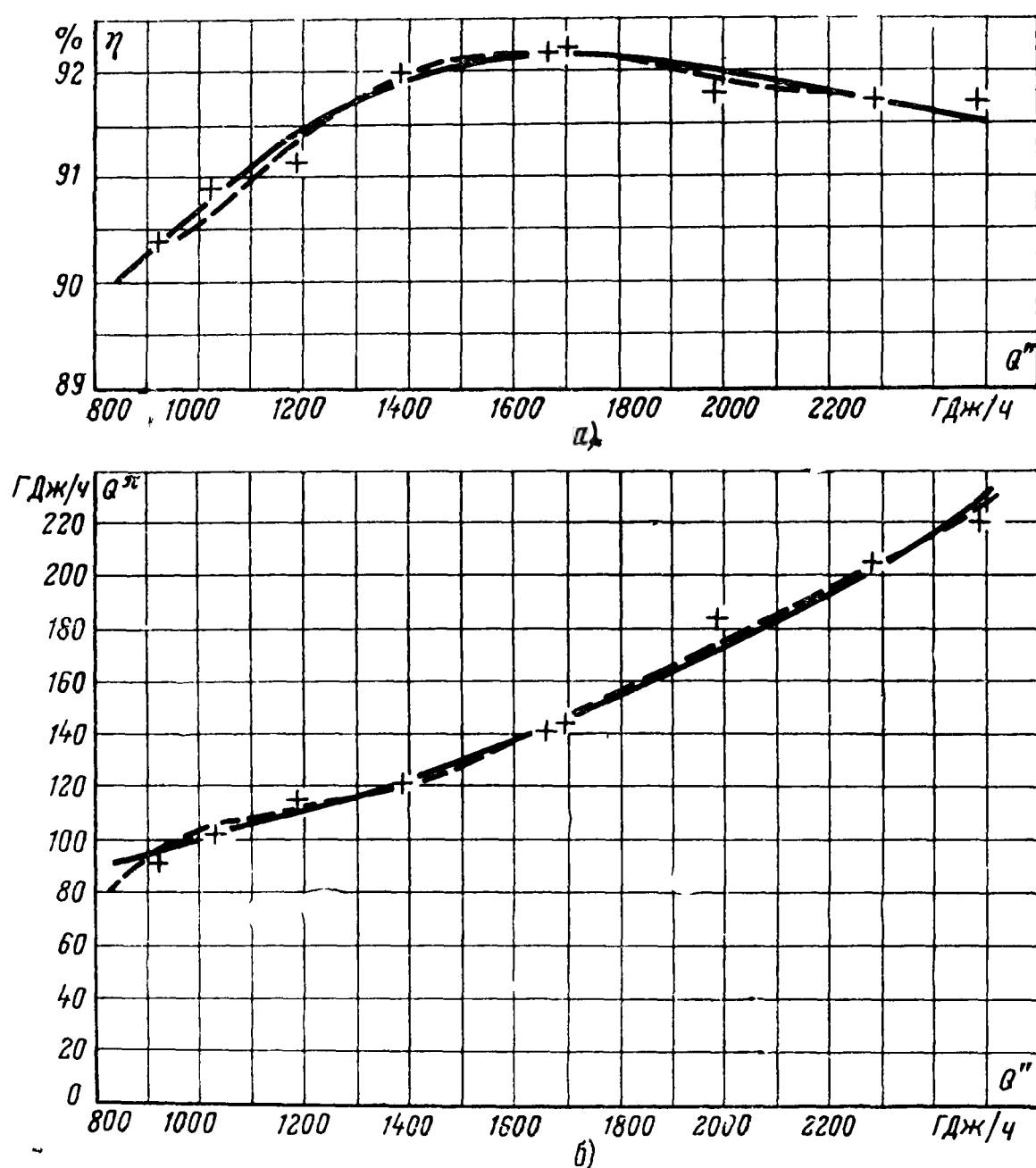


Рис. 3.4. Результаты испытаний котла ТГМП-114.
 a — характеристика КПД $\eta=f(Q'')$; b — характеристика потерь тепла $Q''=f(Q'')$; + — точки, полученные из испытаний, — — — — — результат сглаживания характеристики КПД, — — — — — результат сглаживания характеристики потерь.

Кроме того, столь же незначительные изменения формы кривой КПД могут привести к резкому изменению относительного прироста.

В качестве примера на рис. 3.4 приведены результаты испытаний котла типа ТГМП-114 (двухкорпусного с промежуточным перегревом пара), работающего на мазуте. При испытаниях, произведенных квалифицированной наладочной организацией, снято девять точек. Разброс их незначителен. Сглаженная кривая КПД, полученная наладочной организацией, проведена пунктиром на рис. 3.4,а. Как видно из рисунка, она дает удов-

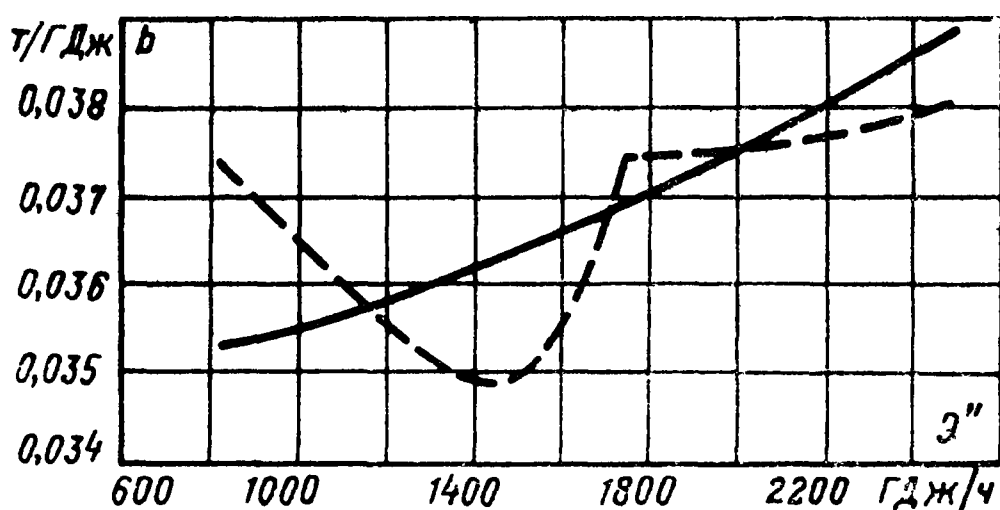


Рис. 3.5. Характеристика относительных приростов котла ТГМП-114.

— — — построена дифференцированием характеристики потерь; — — — — построена дифференцированием сглаженной характеристики КПД

летворительное приближение к точкам, полученным из испытаний (расхождение 0,2—0,3%). Однако построенная по ней кривая $Q^{\pi}(Q'')$ (пунктирная кривая на рис. 3.4,б) обнаруживает физически необъяснимые отклонения от условий выпуклости. Они вызваны именно погрешностями, обусловленными стремлением провести сглаженную кривую $\eta(Q'')$ как можно ближе к точкам, полученным экспериментально, что вызывает колебательный характер кривой $Q^{\pi}(Q'')$, приближающейся к виду, представленному на рис. 3.2.

На рис. 3.4 сплошной линией показан результат сглаживания кривой потерь $Q^{\pi}(Q'')$ и приведена соответствующая кривая КПД. Эти кривые при хорошем приближении к экспериментальным точкам удовлетворяют также и условиям выпуклости.

На рис. 3.5 показаны ХОП, полученные на основании кривых рис. 3.4. Как видно из рисунка, ХОП, рассчитанная путем дифференцирования функции, полученной в результате сглаживания характеристики КПД, явно ошибочна. Существенно, что грубые ошибки в значениях относительного прироста и форме ХОП наблюдаются даже при нагрузках $Q'' > 1680$ ГДж/ч (400 Гкал/ч),

в которых расхождение в значениях КПД, полученных рассматриваемыми способами, не превышает 0,2—0,3%.

Необходимо подчеркнуть, что в большинстве случаев при испытаниях снимается меньше точек, а разброс их больше. При этом сглаживание кривых КПД и неучет требования о выпуклости кривой $Q^{\pi}(Q'')$, влекут за собой еще большие погрешности.

В связи с изложенным в качестве сглаживаемой функции рекомендуется принимать зависимость $Q^{\pi}(Q'')$ и проводить выпуклую кривую, наиболее близкую к значениям Q^{π} , полученным из испытаний. Сглаженная таким образом зависимость $Q(Q'')$ является основой как для дифференцирования с целью получения относительного прироста, так и для определения других характеристик, в частности $\eta(Q'')$, $B(Q'')$ и др.

Обеспечение выпуклости кривой $Q^{\pi}(Q'')$ при расчете на ЭВМ. В рассматриваемом случае для обеспечения выпуклости характеристики потерь к основному условию минимума суммы квадратов разностей между значениями исходной и аппроксимирующей функциями необходимо добавить условие выпуклости. Оно сводится к неотрицательности первой и второй производных аппроксимирующей функции. Таким образом, задача аппроксимации характеристики потерь выпуклой функцией сводится к отысканию функции $\varphi(x)$, обеспечивающей

$$\min \sum_i [Q_i^{\pi} - \varphi(Q''_i)]^2 \quad (3.7)$$

при условиях

$$d\varphi/dQ''_i \geq 0; \quad (3.8)$$

$$d^2\varphi/d(Q'')^2 \geq 0, \quad (3.9)$$

где Q''_i — нагрузки котла, при которых сняты экспериментальные точки; Q^{π} — соответствующие потери тепла.

В наиболее распространенном случае требуемая функция аппроксимируется полиномом вида

$$\varphi(Q'') = a_0 + a_1 Q'' + a_2 (Q'')^2 + a_3 (Q'')^3 + \dots \quad (3.10)$$

Производные аппроксимирующей функции имеют следующий вид:

$$d\varphi/dQ'' = a_1 + 2a_2 Q'' + 3a_3 (Q'')^2 + 4a_4 (Q'')^3 + \dots; \quad (3.10a)$$

$$d^2\varphi/d(Q'')^2 = 2a_2 + 6a_3 Q'' + 12a_4 (Q'')^2 + \dots \quad (3.10b)$$

Задача сводится к определению значения коэффициентов a_j , реализующих минимум функции (3.7) при условиях (3.8) и (3.9). Это обычная задача нелинейного математического программирования и может решаться многими методами, в том числе рассмотренным в гл. 2.

На основе описанной методики во ВНИИЭ и ВЦ ГТУ разработана программа для ЭВМ 3-го поколения, предусматривающая аппроксимацию зависимости $Q^\pi(Q'')$ полиномом, удовлетворяющим условиям выпуклости, и вычисление на его основе также зависимостей $\eta(Q'')$, $b(Q'')$, $b_y(Q'')$ и др.

3.3. МЕТОДИКА ЧИСЛЕННОГО ДИФФЕРЕНЦИРОВАНИЯ ДЛЯ РАСЧЕТА ХОП

Полученная с помощью ЭВМ аналитическая зависимость $Q^\pi(Q'')$ позволяет непосредственно найти аналитическое выражение (3.10а) для производной потерь тепла dQ^π/dQ'' . При наличии этой зависимости вычисление относительного прироста, т/ГДж, по формуле

$$b = \frac{1}{29,3} \left(1 + \frac{dQ^\pi}{dQ''} \right) \quad (3.11)$$

затруднений не вызывает. Поэтому ниже рассматривается методика численного дифференцирования главным образом для расчетов вручную, которые до настоящего времени необходимо производить в ряде случаев.

В практике работы авторам чаще всего приходилось сталкиваться с методикой, когда расчет производной dQ^π/dQ'' производят по формуле

$$\frac{dQ^\pi}{dQ''} \approx \frac{\Delta Q^\pi}{\Delta Q''}, \quad (3.12)$$

где $\Delta Q''$ — приращение нагрузки; ΔQ^π — соответствующее приращение потерь тепла.

Расчеты по этой формуле нередко применяются и для вычисления на ЭВМ производных от η , B и других величин.

Однако применение этой формулы как при расчетах вручную, так и на ЭВМ рекомендовать нельзя ввиду того, что она, как правило, дает недопустимые погрешности. Это объясняется тем, что для получения ХОП необходима разбивка регулировочного диапазона котла

$(Q'')_{\min} - (Q'')_{\max}$ на большее число малых интервалов $\Delta Q''$. Поэтому входящая в числитель (3.12) величина $\Delta Q''$ вычисляется как малая разность двух близких приближенно определяемых значений Q'' по концам интервала, что, как показано в любом курсе вычислительной математики, приводит к недопустимым погрешностям. В результате рассматриваемый метод является наихудшим из известных.

Метод графического дифференцирования [9, 43] является наиболее точным и одним из наименее трудоемких для расчетов вручную. Его дополнительное преимущество при решении рассматриваемых задач состоит в возможности в процессе дифференцирования проверять выпуклость сглаженной вручную дифференцируемой кривой [в данном случае Q'' (Q'')] и в случае необходимости корректировать ее.

Метод основан на определении производной как углового коэффициента касательной к дифференцируемой кривой. Более подробное описание метода приведено в [8, 9].

3.4. ПРИБЛИЖЕННОЕ ПОСТРОЕНИЕ И КОРРЕКЦИЯ ХОП КОТЛОВ

Применение описанной выше методики построения ХОП возможно при наличии материалов балансовых испытаний или нормативных характеристик котла. При отсутствии материалов испытаний, или если материалы испытаний недостаточны (малое число точек), можно для получения ХОП использовать средние ХОП котлов. Многочисленные исследования, результаты которых приведены в [8], показали, что ХОП для котлов, имеющих одинаковый максимальный КПД и работающих на одном виде топлива, близки друг другу. Это позволяет построить средние ХОП котлов и пользоваться ими для получения приближенных ХОП. Более подробно о средних характеристиках котлов сказано в [9], там же даны рекомендации об их использовании.

Коррекция ХОП котлов при изменении их состояния и качества топлива. Изменение состояния котла (износ, зашлаковка, повышение присосов воздуха и т. п.), а также качества топлива в процессе эксплуатации котла вызывают существенные изменения его характеристик и

особенно сильно влияют на значения относительных приростов, изменения которых при нагрузках, близких к максимальным, достигают иногда 10—15%. Необходимость учета таких изменений ХОП при оптимизации режима ЭС очевидна. Вместе с тем ввиду невозможности производить балансовые испытания котла при каждом изменении его состояния и качества топлива для расчета ХОП заново по методике, изложенной в § 3.2 и 3.3, необходима коррекция ХОП. Можно предложить два способа получения ХОП при изменении состояния котла.

Первый заключается в коррекции зависимостей, исходных для расчета кривой полных потерь: зависимости температуры уходящих газов, коэффициента избытка воздуха в уходящих газах, относительных потерь с химической и механической неполнотой сгорания и т. д. Затем на основании скорректированных исходных зависимостей рассчитываются кривая полных потерь и новая ХОП котла. Такой подход трудоемок и может быть использован при подготовке характеристик котла на ЭВМ.

Второй способ заключается в приближенной коррекции непосредственно ХОП котла. Предложенная в [8, 9] методика приближенной коррекции ХОП основана на допущениях, что КПД котлов изменяется на один и тот же процент во всем диапазоне его нагрузок и что форма ХОП при изменении максимальной производительности котла сохраняется. При этих допущениях коррекция ХОП котла сводится к умножению всех ординат исходной ХОП (т. е. значений b) на коэффициент

$$k_b = \frac{\bar{\eta}_{\text{исх}}}{\eta}, \quad (3.13)$$

а всех абсцисс (значений Q'') на коэффициент

$$k_Q = \frac{Q''^{\text{max}}}{Q''^{\text{max}}_{\text{исх}}}, \quad (3.13a)$$

где $\bar{\eta}_{\text{исх}}$ и $Q''^{\text{max}}_{\text{исх}}$ — значения максимального КПД и максимальной нагрузки, принятых при построении исходной ХОП; η и Q''^{max} — то же при изменившихся условиях.

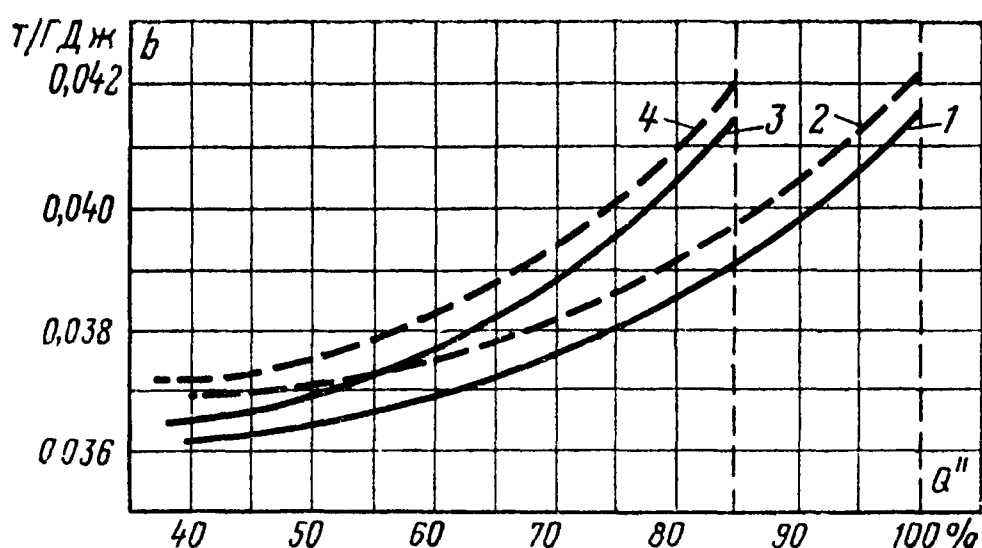
Показателями, свидетельствующими о необходимости коррекции, могут служить изменения (чаще всего снижение) максимального КПД котла η или максимальной нагрузки Q''^{max} , так как всякое ухудшение состояния

котла или качества топлива в первую очередь сказывается на значении этих показателей. Сведения о них на ТЭС или в ЭС всегда имеются.

Пример такой коррекции ХОП котла для случая, когда его максимальная паропроизводительность снизилась до 85% исходной ($k_Q=0,85$), а КПД снизился с 90 до 88% ($k_b=90/88=1,0228$), приведен на рис. 3.6.

Рис. 3.6. Коррекция ХОП котла.

1 — исходная ХОП ($\eta=90\%$); 2 — ХОП для $k_b=90/88=1,0228$, 3 — то же для $k_Q=0,85$; 4 — то же для $k_Q=0,85$ и $k_b=1,0228$



Из рис. 3.6 видно, что наибольшее значение имеет учет снижения производительности котла. В частности, если, как это часто делают, откорректировать ХОП введением только коэффициента для учета изменения КПД, то значение относительного прироста при сниженной максимальной нагрузке котла $Q''_{max}=85\%$ по скорректированной ХОП (кривая 2) окажется меньше ($b=0,0398$), чем при максимальной нагрузке по исходной ХОП ($b=0,0416$). Между тем имеющиеся испытания показывают, что при ухудшении состояния котла или качества топлива значения b при новой (сниженной) максимальной нагрузке не ниже, а выше, чем по исходной ХОП при $Q''=100\%$ (кривая 4). Поэтому учитывать изменения максимальной производительности котла введением коэффициента k_Q следует во всех случаях, кроме тех, когда изменение вызвано выходом из строя вспомогательного оборудования (например, питательных насосов), не отражающимся на экономичности котла.

Что касается изменений КПД, то их учет имеет меньшее значение.

Одним из достоинств второго способа коррекции является то, что этим способом можно корректировать эквивалентные (суммарные) ХОП котельной установки.

Коррекция проводится путем ввода коэффициентов k_b и k_Q , определяемых по формулам (3.13), аналогично тому, как это рекомендуется для отдельного котла. Сле-

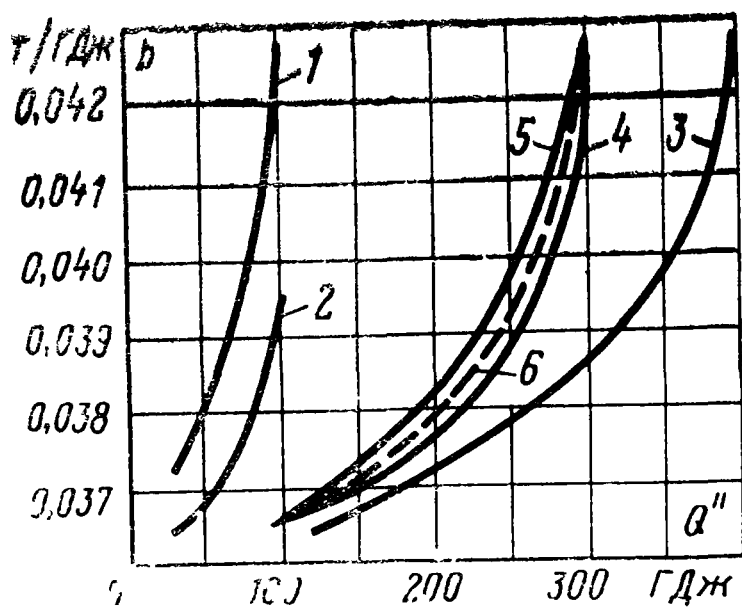


Рис. 3.7. Сравнение точного и приближенного методов построения ХОП котельной при остановке котла.

1 — ХОП котлов № 1, 2 — ХОП котлов № 3 и 4; 3 — ХОП котельной при работе всех котлов; 4 — ХОП котельной при остановке котла № 1 (2); 5 — то же при остановке котла № 3 (4); 6 — приближенная ХОП.

дует заметить, что при большом числе котлов ввод коэффициента k_Q для всей котельной установки обуславливает небольшую погрешность ХОП независимо от причин, вызвавших изменение максимальной производительности (ухудшение состояния отдельных котлов, останов части из них, вывод из работы агрегатов собственных нужд отдельных котлов и т. п.). В качестве примера на рис. 3.7 представлены ХОП котельной установки, состоящей из четырех котлов, работающих на общий паропровод.

Как видно из рисунка, несмотря на значительную разницу в КПД отдельных котлов (5%), ХОП, построенная для случая остановки одного из них умножением всех абсцисс суммарной ХОП (кривая 3) на коэффициент $k_Q = 300/400 = 0,75$ (пунктирная кривая 6), очень близка к кривым 4 и 5, построенным по методу равенства относительных приростов с учетом индивидуальных ХОП всех котлов.

Глава четвертая

ХАРАКТЕРИСТИКИ ТУРБОГЕНЕРАТОРОВ

4.1. ОБЩИЕ ЗАМЕЧАНИЯ О ХАРАКТЕРИСТИКАХ ТУРБОГЕНЕРАТОРОВ И ИХ ФОРМЕ

Основной характеристикой, определяющей экономичность работы турбогенератора при различных режимах, является расходная характеристика — зависимость часового расхода тепла Q_0 на входе в турбогенератор от его электрической нагрузки. Расход тепла на входе в турбогенератор в общем случае является функцией многих переменных — электрической нагрузки, отбираемого из отборов тепла, параметров свежего пара и пара отборов, режима работы схемы регенерации и т. д.

Основой для построения расходных характеристик турбогенераторов являются их тепловые испытания, реже — заводские расчеты.

При испытаниях обычно определяются расходы свежего пара D_0 на входе в турбину при различных электрических мощностях P и различных расходах пара в регулируемые отборы $D_{от}$. Определяются также энтальпии свежего пара, питательной воды и отбираемого пара, что позволяет перейти от значений расходов пара к единицам расхода тепла.

При обработке материалов испытания характеристики приводятся к номинальным условиям, в качестве которых обычно принимаются постоянные параметры свежего пара и пара отборов, постоянное давление в конденсаторе или постоянные расход и температура охлаждающей воды, фиксированная (проектная) схема регенерации и режим ее работы и т. д.

Такой подход позволяет представить расходные характеристики в виде функций одной или нескольких основных переменных. В простейшем случае (конденсационный турбогенератор) расход тепла зависит от единственной переменной — электрической мощности P , и расходная характеристика имеет вид $Q_0 = f(P)$. Для турбин с отборами пара независимыми переменными, помимо электрической мощности, P , являются тепловые нагрузки отборов $Q^i_{от}$ ($i=1, \dots, n$) и расходная характеристика имеет вид $Q_0 = f(P, Q^1_{от}, \dots, Q^n_{от})$.

В материалах испытаний приводятся также данные (поправочные кривые), позволяющие вносить в характеристики поправки на отклонение от номинальных условий, в том числе на изменение параметров пара, давления в конденсаторе и т. п.

Вместе с тем расходная характеристика может существенно изменяться при изменении состояния агрегата, в частности из-за заноса проточной части солями, загрязнения или нарушения плотности конденсатора, удаления части ступеней лопаточного аппарата и т. п. Такие изменения можно учесть приближенно на основе эксплуатационных данных.

Определяемые из испытаний точки расходной характеристики имеют некоторый разброс (хотя и меньший, чем для характеристик котлов), который обусловлен погрешностями измерений, колебаниями параметров пара и питательной воды в процессе опытов и т. п. Поэтому

для повышения достоверности численного дифференцирования расходных характеристик с целью определения ХОП большое значение имеет предварительное определение формы расходной характеристики

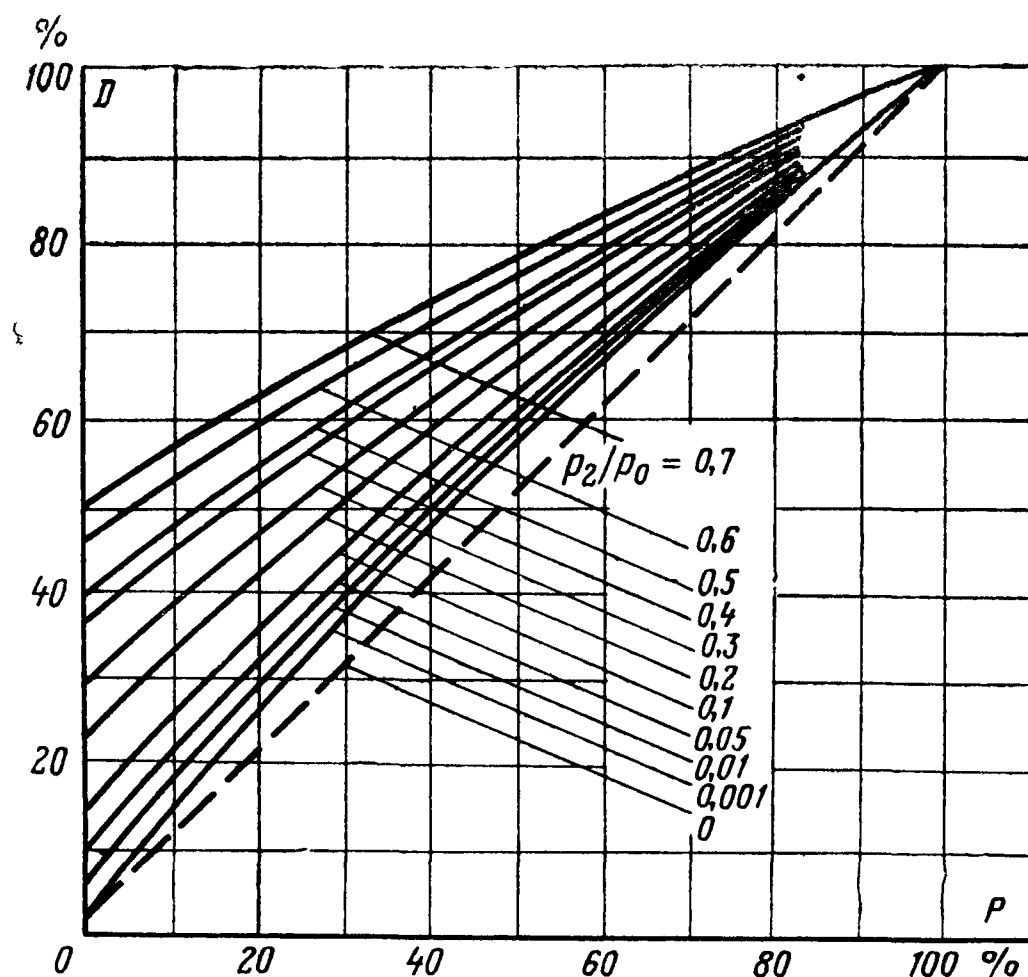


Рис 4 1 Расходные характеристики паровых турбин при различных противодавлениях (дроссельное регулирование).

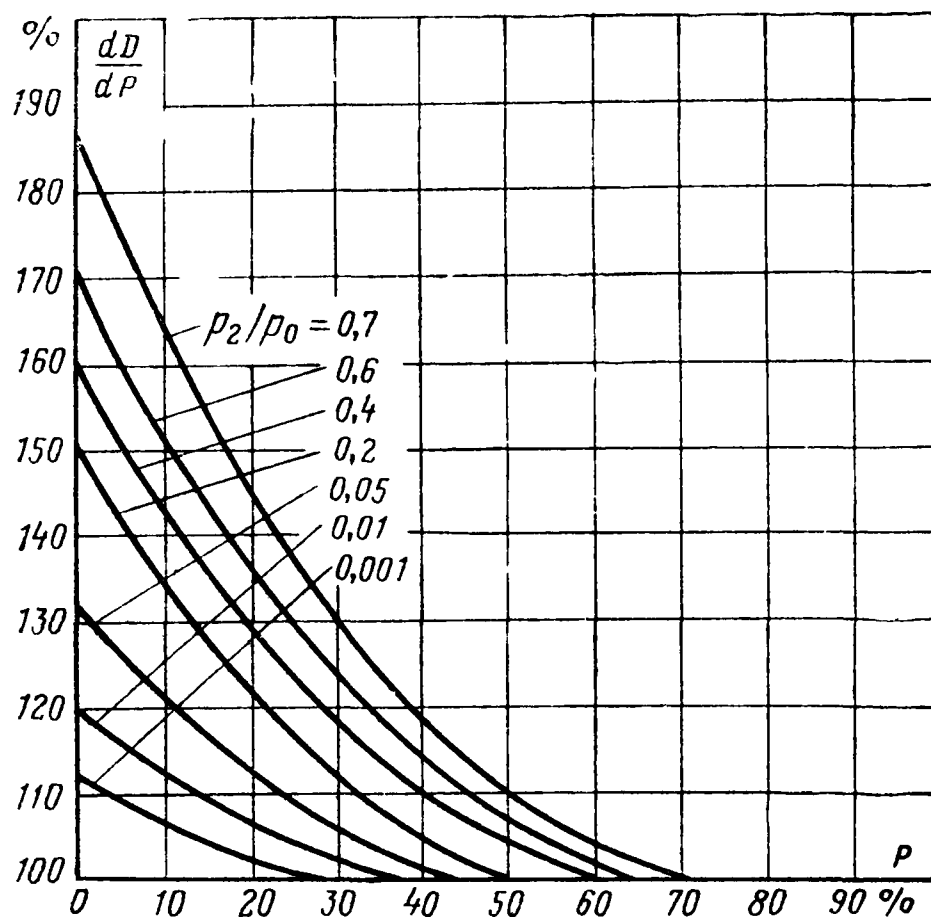


Рис 4 2 Характеристики относительных приростов турбин с дроссельным регулированием

Как показывают теоретические исследования [8, 65, 69, 76, 77], расходные характеристики паровых турбин имеют характер вогнутых кривых. Вогнутость этих кривых обусловлена потерями при дросселировании пара

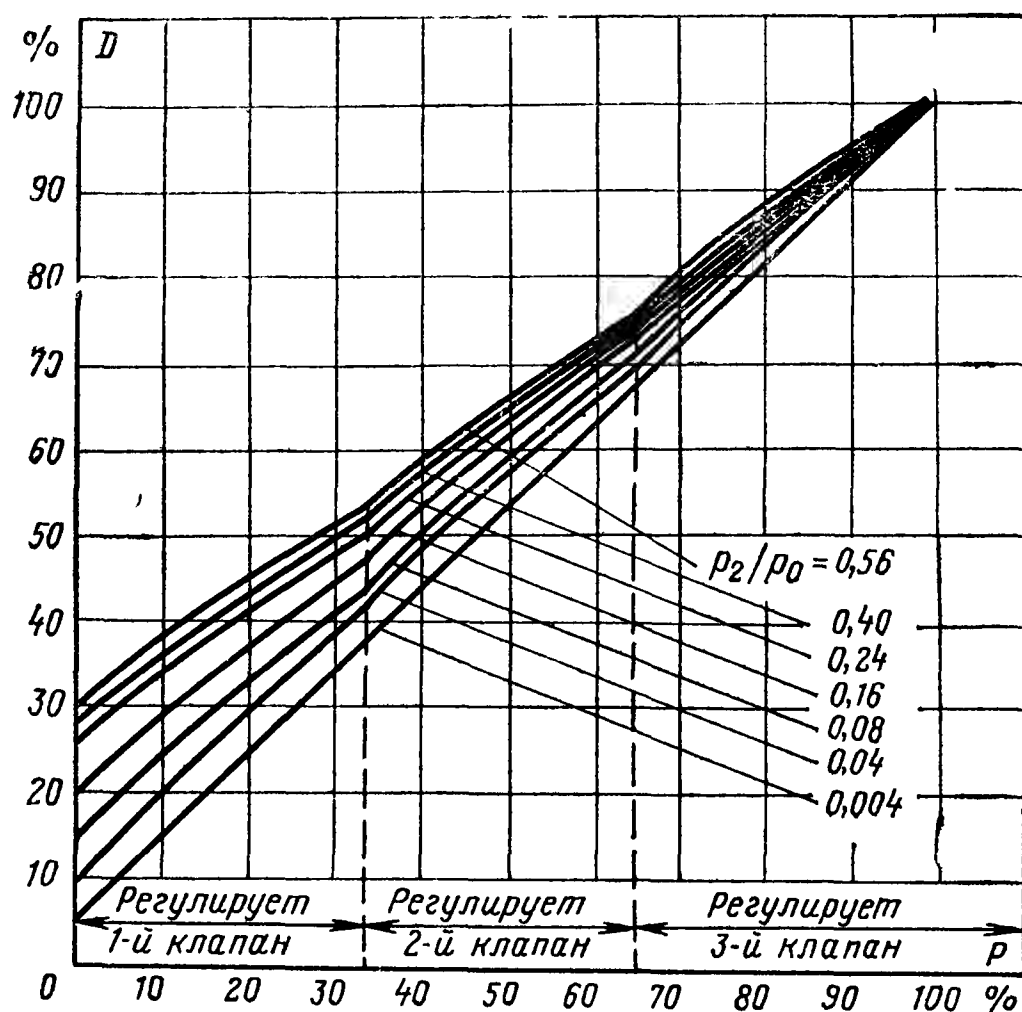


Рис. 4.3. Расходные характеристики турбин с сопловым регулированием.

в регулирующих клапанах турбины и тем более заметна, чем выше отношение давления пара на выходе из турбины (противодавления) p_2 к начальному давлению p_0 .

В простейшем случае дроссельного регулирования расходные характеристики турбин по данным [65] имеют характер кривых, изображенных на рис. 4.1. Соответствующие ХОП представлены на рис. 4.2.

Расходные характеристики более круты (относительные приросты велики) при малых нагрузках, что объясняется значительными потерями при дросселировании пара. По мере увеличения нагрузки открытие дроссельного клапана увеличивается, потери на дросселирование уменьшаются и расходная характеристика становится более пологой (относительный прирост уменьшается). При нагрузках более 50% расходные характеристики уже почти не отличаются от прямых (относительные приросты постоянны).

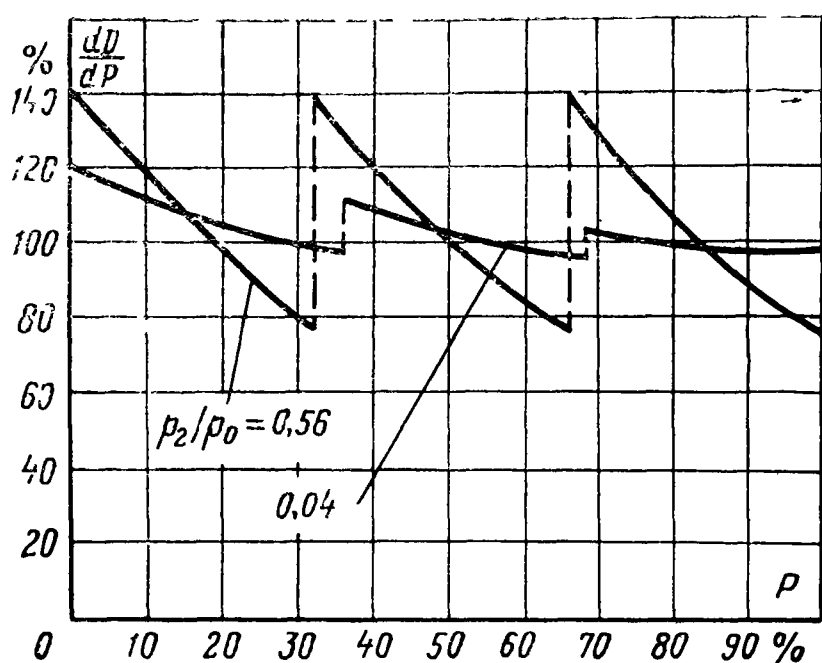


Рис. 4.4. Характеристики относительных приростов турбин с сопловым регулированием.

характеристики приобретают вид кусочно-вогнутых кривых, показанных на рис. 4.3, а ХОП — вид, показанный на рис. 4.4. Разрывы непрерывности ХОП соответствуют началу открытия каждого регулирующего клапана и связаны с потерями на дросселирование проходящего через него пара.

Как показано в § 2.3, при таких характеристиках равенству относительных приростов параллельно работающих турбогенераторов соответствует не минимум, а максимум суммарного расхода пара (тепла). Минимум суммарного расхода достигается при загрузке в первую очередь турбины с минимальным средним значением относительного прироста. В связи с этим для использования при оптимизации режима действительную ХОП турбогенератора следует заменить фиктивной, состоящей из ряда участков с постоянными относительными приростами между точками, соответствующими началу открытия (предоткрытия) регулирующих клапанов, что соответствует замене действительной расходной характеристики ломаной с точками излома, соответствующими открытию клапанов.

Пользование построенными таким образом ХОП не вносит каких-либо погрешностей в распределение нагрузки между турбогенераторами с различными значениями относительных приростов. Однако в случае турбин с точно одинаковыми ХОП нужно иметь в виду, что область нагрузок между точками начала открытия соседних клапанов является нежелательной зоной, работы

Для уменьшения потерь на дросселирование пара в современных турбинах применяется сопловое регулирование, при котором пар подводится к лопаткам не через один общий, а через несколько клапанов, каждый из которых обслуживает группу сопл, расположенных по окружности 1-й ступени турбины. При этом расходные харак-

внутри которой следует избегать, загружая такие турбогенераторы последовательно один за другим до точки предоткрытия соседних клапанов.

Как показывают многочисленные расчеты, произведенные в СССР и за рубежом [76, 77], соблюдение этого простого правила позволяет реализовать практически всю возможную экономию от учета невыпуклости расходных характеристик при оптимизации режима, и потому в применении для этой цели более сложных методов решения многоэкстремальных задач нет необходимости.

Вместе с тем необходимо отметить, что отказ от учета нежелательных зон при распределении нагрузок не вызывает заметного перерасхода тепла. Это объясняется тем, что перераспределение электрической мощности между турбогенераторами, в том числе и теплофикационными, может производиться только за счет изменения конденсационной выработки агрегата. Между тем для современных турбин отношение p_2/p_0 всегда мало. Например, при вакууме 95% ($p_2=0,0049$ МПа) и давлении свежего пара $p_0=12,7$ МПа отношение $p_2/p_0=0,00038$. При этом отклонение расходной характеристики от прямой настолько мало, что испытания в большинстве случаев не обнаруживают его.

Уменьшению отклонения расходной характеристики от условий выпуклости способствуют также следующие обстоятельства:

а) Для перехода от единиц расхода пара к единицам расхода тепла зависимость $D(P)$ умножается на разность энтальпий свежего пара $i_{с,п}$ (постоянная величина) и питательной воды на выходе из подогревателя высокого давления (ПВД) $i_{п,в}$. Зависимость $i_{п,в}(P)$ является вогнутой, а разность энтальпий $(i_{с,п}-i_{п,в})$ — выпуклой функцией мощности турбогенератора. Поэтому расходная характеристика $Q_0(P)$ является менее вогнутой, чем $D(P)$, а в ряде случаев при малой вогнутости $D(P)$ функция $Q_0(P)$ может стать выпуклой.

б) Для обеспечения плавности регулирования турбины предусматривается «перекрытие» клапанов (следующий клапан начинает открываться до полного открытия предыдущего). В результате скачок относительного прироста получается значительно меньшим, чем показано на рис. 4.4, построенном в предположении соблюдения строгой последовательности открытия клапанов.

в) Для энергоблоков, которые обеспечивают в настоящее время подавляющую часть выработки электроэнергии СССР, оптимальный режим определяется относительным приростом, равным произведению $b_k q$, где b_k — относительный прирост расхода условного топлива котла, а q — относительный прирост расхода тепла турбогенератора. Как показано в гл. 3, ХОП котлов $b_k(Q'')$ выпуклы. Поэтому характеристики энергоблоков всегда менее вогнуты, чем характеристики турбогенераторов, а в ряде случаев на большей части регулировочного диапазона могут быть выпуклы.

Ввиду изложенного на практике обычно пользуются спрямленными расходными характеристиками турбин и соответственно кусочно-постоянными ХОП.

4.2. ХАРАКТЕРИСТИКИ КОНДЕНСАЦИОННЫХ ТУРБОГЕНЕРАТОРОВ

Порядок построения характеристики конденсационного турбогенератора, соответствующий изложенному в § 4.1, рассмотрим на числовом примере, исходные

Таблица 4.1 Характеристики конденсационного турбогенератора

Параметр	Значение параметра для мощности, МВт				
	0	30	60	90	110
Расход тепла Q_0 , ГДж/ч	83,8	348,0	615,0	886,0	1086,0
Относительный прирост q , ГДж/(МВт·ч)	8,80	8,94	9,06	9,55	

данные для которого — точки расходной характеристики $Q_0(P)$ — приведены в первых двух строках табл. 4.1 (данные иллюстративные и к какой-либо реальной турбине не относятся). Приведенные в таблице значения P и Q_0 относятся к точкам предоткрытия соответствующих клапанов турбины (предполагается, что в интервале мощностей 0—30 МВт регулирует 1-й клапан, 30—60 МВт — 2-й клапан и т. п.).

Построенная по этим данным расходная характеристика представлена на рис. 4.5 (кривая 1).

Приведенные в табл. 4.1 значения относительных приростов являются средними для каждого интервала и получены по формуле $q=\Delta Q_0/\Delta P$. Возражения против

использования этого способа, численного дифференцирования, приведенные в § 3.3, к рассматриваемому случаю не относятся, так как интервалы мощностей, для которых вычисляется q , относительно велики, а разброс точек, полученных из испытаний турбогенераторов, значительно меньше, чем для котлов.

Построенная по данным табл. 4.1 ХОП турбогенератора представлена на рис. 4.5 (кривая 2). Как видно

из рисунка, ХОП представляется рядом участков с постоянными для каждого интервала мощностей, но возрастающими при переходе к следующему интервалу значениями q . Однако обычно это возрастание незначительно и испытаниями не обнаруживается. Оно выявляется только при детальном тепловом расчете турбины, примеры которого приведены, в частности, в [69]. Исключение составляет зона, относящаяся к открытию последнего регулирующего клапана при мощностях от 80—85% до

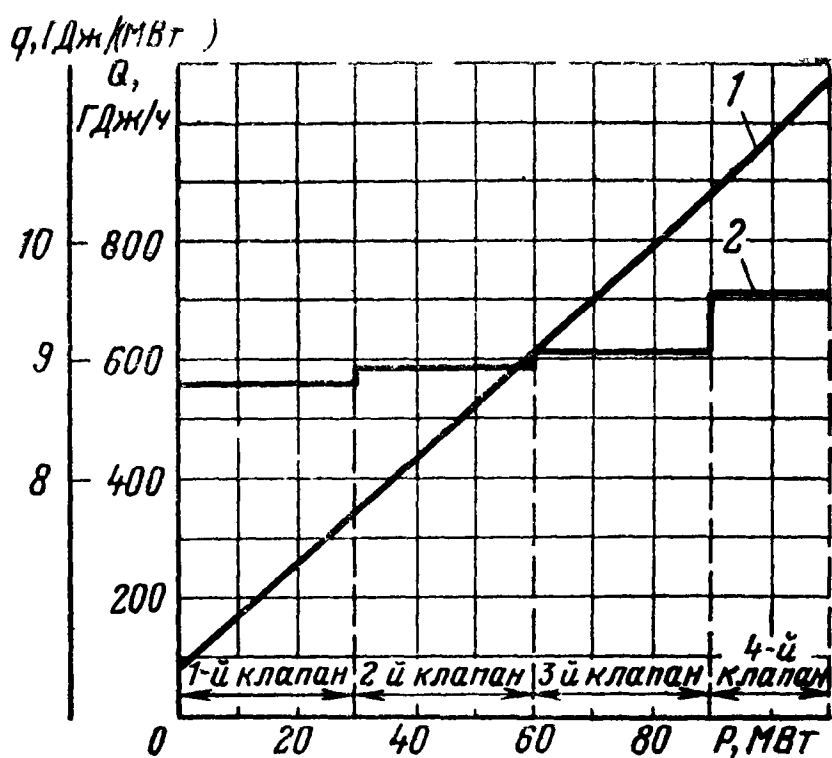


Рис 4.5 Характеристики конденсационного турбогенератора.

1 — расходная характеристика $Q(P)$, 2 — характеристика относительных приростов (ХОП) $q(P)$

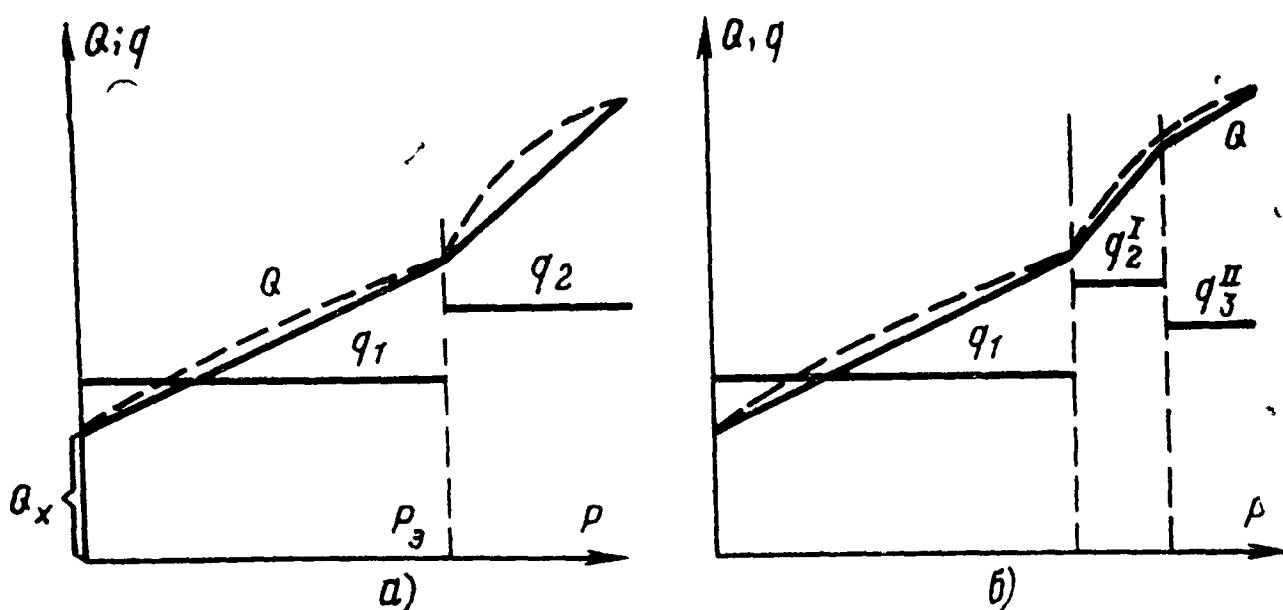


Рис 4.6 Аппроксимация расходной характеристики турбогенератора

а — аппроксимация ломаной с одним изломом б — аппроксимация ломаной с двумя изломами, Q — расходная характеристика, q — ХОП

максимальной. Поэтому при практических расчетах расходная характеристика турбины обычно аппроксимируется ломаной с одним изломом, а ХОП — двумя постоянными q с одним разрывом, как показано на рис. 4.6,а. При этом расходная характеристика может быть выражена аналитически следующим образом:

$$Q_0 = Q_x + q_1 P + (q_2 - q_1) (P - P_э), \quad (4.1)$$

где Q_x — расход тепла на холостой ход агрегата; $P_э$ — мощность, при которой имеет место излом расходной характеристики (этой мощности часто соответствует минимальный удельный расход тепла $q_y = Q_0/P$); q_1 и q_2 — относительные приросты соответственно при мощностях меньших и больших $P_э$. При $P < P_э$ последний член (4.1) приравнивается нулю.

Для многих типов турбин излом характеристики отсутствует и в правой части формулы (4.1) остаются два первых члена.

В соответствии с принятым представлением характеристик турбин относительный прирост достаточно вычислять только для двух зон изменения мощности — при $P < P_э$ и $P > P_э$, не принимая во внимание порядок открытия отдельных регулирующих клапанов турбины. Ввиду малости разброса точек, получающихся при испытаниях турбин, спрямление расходных характеристик турбин можно производить вручную.

При обработке материалов испытаний турбогенераторов расходную характеристику иногда представляют в виде ломаной, соединяющей большое число точек, снятых при испытаниях. При этом ломаная может иметь большое число изломов, а относительный прирост по мере увеличения мощности агрегата то увеличивается, то уменьшается. Чаще всего это объясняется разбросом точек вследствие погрешностей замеров при испытаниях. Вместе с тем нередко этому способствует то обстоятельство, что некоторые точки соответствуют режиму начала открытия регулирующих клапанов, а другие — нагрузке, при которой соответствующий клапан находится в полукрытом положении, что дает наибольшее отклонение действительной расходной характеристики от прямой (рис. 4.6,б). Как следует из § 2.3 и 4.1, в любом случае такие характеристики непригодны для целей оптимизации режима описанными методами; они должны быть приведены к выпуклому виду.

Характеристика некоторых типов конденсационных турбогенераторов приведена в табл. 4.2.

В последнем столбце табл. 4.2 приведены значения $(q_2/q_1)100$. Как видно из таблицы, для рассмотренных типов турбин q_2 больше q_1 на 6,2—8,5%. Для турбин, имеющих обводный (перегрузочный) клапан, который подает пар к промежуточным ступеням турбины, q_2 может превышать q_1 на 15—18%. Однако в современных турбинах такое регулирование применяется редко.

Таблица 4.2 Характеристики некоторых типов конденсационных турбогенераторов (по данным ЦДУ ЕЭС СССР и Союзтехэнерго)

Тип турбогенератора	$Q_{\text{х}}, \text{ ГДж/ч}$	$q_1, \text{ ГДж/(МВт·ч)}$	$P_{\text{э}}, \text{ МВт}$	$q_2, \text{ ГДж/(МВт·ч)}$	$\frac{q_2}{q_1} 100, \%$
К-100-90 (500°C)	65,78	9,092	99,4	9,679	106,2
К-100-90 (535°C)	89,25	8,024	74,75	8,644	107,8
К-150-130	104,12	8,053	124,2	8,803	109,2
К-160-130	82,38	8,208	109,78	8,661	105,7
К-200	123,52	7,580	173,45	8,200	108,5
К-300-240	82,58	7,995	—	—	—
К-300-240-2	198,77	7,437	—	—	—
К-300-240-3	144,01	7,617	—	—	—

Данные табл. 4.1 являются ориентировочными. При практических расчетах данные испытаний или типовые характеристики турбин необходимо предварительно приводить к реальным условиям работы, учитывая фактические параметры свежего пара, наличие отборов тепла на собственные нужды и т. п. Методика внесения поправок к расходным характеристикам рассматривается в специальной литературе.

В частности, при обработке материалов испытаний характеристики турбин приводят к постоянному давлению в конденсаторе. В действительности агрегат работает с постоянным расходом и не зависящей от нагрузки температурой охлаждающей воды. Давление в конденсаторе при этом зависит от режима. Учет этого обстоятельства оказывает заметное влияние на расходную характеристику и ХОП. Так, например, относительный приrost турбины ПТ-60-130/13, работающей в конденсационном режиме, при давлении $p_2=0,00392$ МПа равен 8,56 ГДж/(МВт·ч), а при расходе циркуляционной воды

8000 м³/ч и температуре ее 20 °С $q=8,807$ ГДж / (МВт·ч). По мере изменения температуры охлаждающей воды характеристика меняется.

4.3. ОСОБЕННОСТИ ХАРАКТЕРИСТИК ТУРБИН С ПРОТИВОДАВЛЕНИЕМ И С УХУДШЕННЫМ ВАКУУМОМ

Особенность рассматриваемых типов турбин состоит в том, что они, помимо участия в выработке электрической мощности P , отдают некоторое количество тепла Q'' с паром (турбина с противодавлением) или горячей водой (турбина с ухудшенным вакуумом). Это тепло отдается потребителям или (в случае предвключенных турбин) используется для питания турбин более низкого давления. В связи с этим для рассматриваемых типов турбин предусматривается построение двух расходных характеристик: по расходу тепла $Q'(P)$ и по отдаче тепла $Q''(P)$.

При тепловых испытаниях турбин с противодавлением и ухудшенным вакуумом для каждой точки расходной характеристики (т. е. при каждом значении мощности P) определяются расход и параметры свежего пара (D_0 , p_0 и t_0), расход и параметры пара на выходе из турбины (D_2 , p_2 и t_2), а также энтальпия питательной воды $i_{п,в}$ на входе и выходе ПВД. По полученным значениям параметров пара находится его энтальпия, что дает возможность рассчитать расходы тепла на входе Q' и выходе Q'' турбогенератора. Построение по этим данным каждой из характеристик производится так же, как и в случае конденсационных турбин. Расходные характеристики турбин с противодавлением отличаются более существенной вогнутостью, чем конденсационных. Эта вогнутость обнаруживается испытаниями. Поэтому необходимо обращать внимание на правильность аппроксимации характеристик ломаными (аналогично рис. 4.6,а, а не рис. 4.6,б). Так как турбины могут работать при различном противодавлении p_2 , характеристики необходимо строить для того противодавления, с которым турбина должна работать фактически (возможно построение семейства характеристик для различных p_2).

Построенные таким образом расходные характеристики и ХОП турбины с противодавлением (ухудшенным вакуумом) имеют вид, представленный на рис. 4.7.

Необходимо заметить, что между расходом тепла на входе, мощностью и отдачей тепла на выходе существует следующее соотношение:

$$Q' = Q'' + 3,6P + \Delta Q, \quad (4.2)$$

где ΔQ — потери тепла, включая механические потери, потери в генераторе и т. п.

Величина ΔQ мало зависит от нагрузки турбогенератора, поэтому можно написать:

$$q' = q'' + 3,6. \quad (4.3)$$

При определении q' и q'' численным дифференцированием соответствующих расходных характеристик $Q'(P)$ и $Q''(P)$ вследствие погрешностей испытаний и вычислений разность $q' - q''$ может отличаться от 3,6.

Однако следует иметь в виду, что при испытаниях турбин расходная характеристика $Q'(P)$ определяется с меньшими погрешностями, чем $Q''(P)$. Следовательно, ХОП $q'(P)$ также определяется точнее, чем $q''(P)$. Поэтому можно рекомендовать рассчитывать путем численного дифференцирования расходной характеристики только зависимость $q'(P)$, а зависимость $q''(P)$ определять из выражения (4-3).

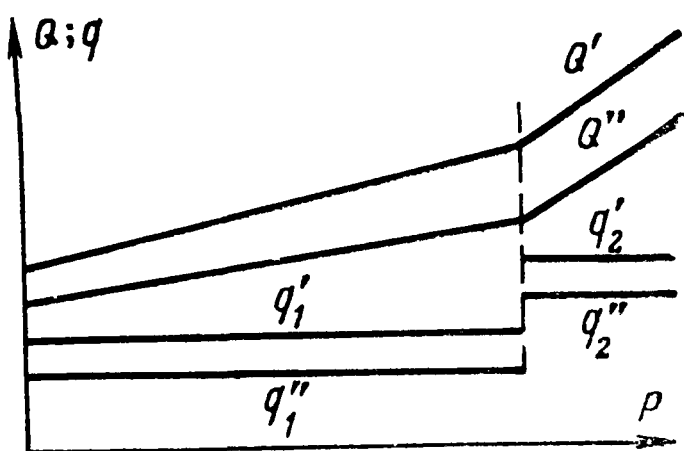


Рис. 4.7. Расходные характеристики на входе Q' и выходе Q'' турбины с противодавлением (ухудшенным вакуумом) и соответствующие ХОП q' и q'' .

4.4. ХАРАКТЕРИСТИКИ ТУРБИН С РЕГУЛИРУЕМЫМИ ОТБОРАМИ ПАРА

В настоящее время в СССР выпускаются следующие типы турбин с регулируемым отбором пара [3]: с отопительным (теплофикационным) отбором типа Т; с производственным отбором типа П; с двумя отборами — производственным и отопительным — типа ПТ.

Новейшие типы мощных турбин с отборами пара типов Т и ПТ имеют два теплофикационных отбора. При этом постоянное давление поддерживается, как правило, только в одном из отопительных отборов — в «верхнем» отборе, если включены оба отбора, или в «нижнем», если верхний отключен.

Как указано в § 4.1, расход тепла турбины с регулируемыми отборами пара является функцией нескольких переменных — электрической мощности P и отбора тепла $Q_{от}^i$ ($i=1, 2, \dots, n$). Функциями тех же переменных являются пределы допустимых изменений электрической и тепловой нагрузок $P_{min}, P_{max}, Q_{от}^{i, min}, Q_{от}^{i, max}$. Расходная характеристика всей турбины имеет весьма сложный характер, и все применяющиеся до настоящего времени

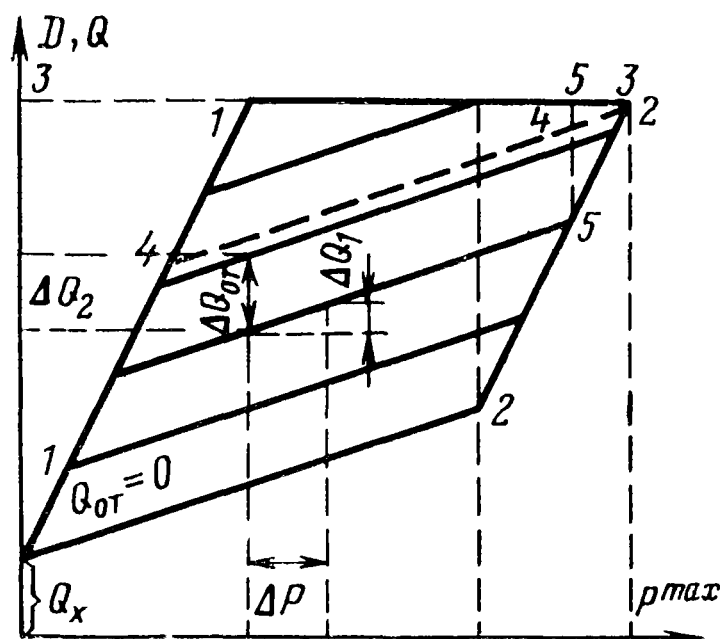


Рис. 4.8. Диаграмма режимов турбины с одним регулируемым отбором пара при линейных характеристиках части высокого давления (ЧВД) и части низкого давления (ЧНД).

1—1 — линия минимальных мощностей;
2—2 — линия максимальных мощностей,
3—3 — линия ограничения по расходу пара в ЧВД; 4—4 — линия отбора, соответствующая максимально возможной мощности турбины; 5—5 — линия предельно допустимой нагрузки генератора.

нейны, т. е. относительный прирост турбины постоянен, диаграмма режимов имеет вид, представленный на рис. 4.8.

При наличии большего числа регулируемых отборов расход тепла или пара является функцией трех и более переменных, которая не может быть представлена на плоскости без существенных допущений. Поэтому для построения диаграммы режимов турбин с двумя отборами пара применяется искусственный прием [3]. Сущность его поясним на примере диаграммы режимов турбины ПТ-60-130/13, разработанной Союзтехэнерго совместно с ВТИ для целей нормирования показателей ТЭЦ

методы ее представления являются приближенными.

Наиболее распространенной формой представления расходной характеристики турбины с регулируемым отбором является диаграмма режимов. Для турбины с одним регулируемым отбором диаграмма режимов является изображением на плоскости функции двух переменных $Q'(P, Q_{от})$ или $D_0(P, D_{от})$ и представляет собой серию расходных характеристик, каждая из которых соответствует постоянному отбору пара $D_{от}$ или тепла $Q_{от}$. В простейшем случае, если расходные характеристики ли-

(рис. 4.9). Диаграмма разбита на две части (два квадранта). Верхний квадрант строится для разных значений производственного отбора $D^{\text{п}}_{\text{от}}$ или $Q^{\text{п}}_{\text{от}}$ при отсутствии теплофикационного отбора ($D^{\text{т}}_{\text{от}}=0$). Таким образом, верхняя часть представляет собой диаграмму режимов турбины с одним производственным отбором и имеет вид, аналогичный представленному на рис. 4.8.

При $D^{\text{т}}_{\text{от}} > 0$ электрическая мощность турбины, соответствующая заданным расходам пара D_0 (тепла Q'), уменьшается на некоторую величину ΔP . Для нахождения ΔP служит нижний квадрант диаграммы.

Порядок пользования диаграммой для заданных значений $P=42$ МВт, $D^{\text{п}}_{\text{от}}=60$ т/ч и $D^{\text{т}}_{\text{от}}=80$ т/ч показан на рис. 4.9. Проводя от заданной P наклонную прямую AB до заданного $D^{\text{т}}_{\text{от}}$, получаем $\Delta P=8$ МВт. Далее проводим вертикальную линию BB до заданного $D^{\text{т}}_{\text{от}}$ и горизонтальную $B\Gamma$ до оси ординат. В результате определяем расход пара на турбину 221 т/ч.

С помощью кривых зависимости энтальпии пара в отборах и питательной воды на выходе из ПВД от ре-

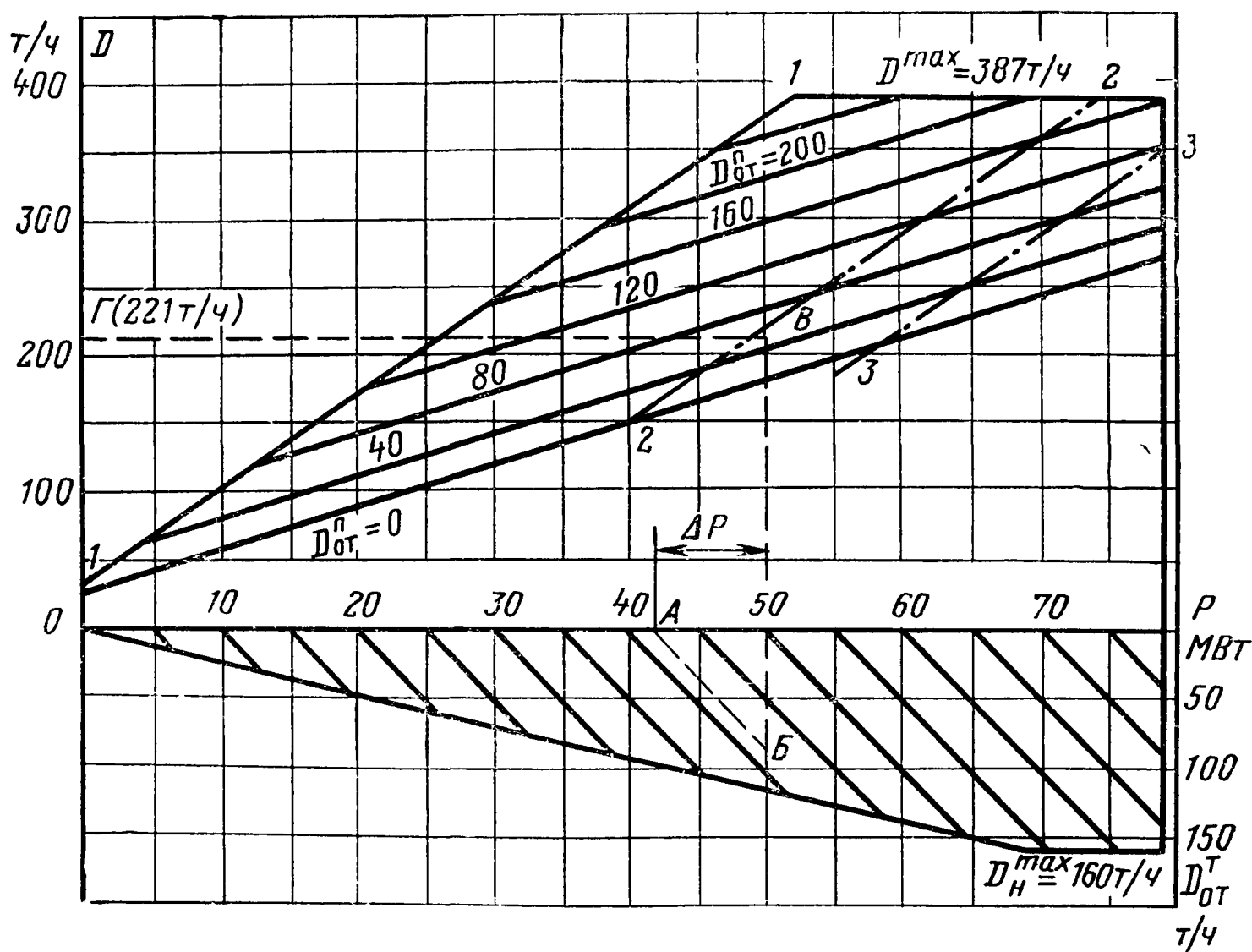


Рис. 4.9. Типовая диаграмма режимов турбины ПТ-60-130/13. Условия: $p_{\text{св}}=12,72$ МПа; $t_{\text{св}}=565^\circ\text{C}$; $p_{\text{п}}=1,27$ МПа; $p_{\text{т}}=0,1175$ МПа; $p_{\text{к}}=0,0039$ МПа (по данным Союзтехэнерго и ВТИ).

жима нетрудно перейти от единиц расхода пара к единицам расхода тепла.

На диаграмме режимов, предназначенной для практического использования, наносятся дополнительные линии, не показанные на рис. 4.9. В частности, на верхнем квадранте диаграммы обычно наносятся линии постоянных расходов пара на выходе из части среднего давления (ЧСД), а на нижнем квадранте — линии максимального допустимого производственного отбора $D_{от}^{п. max}$.

При построении диаграммы режимов турбины с двумя отборами пара неизбежны упрощения, вносящие погрешность, оцениваемую в [3] как 1,0—1,5% полного расхода тепла на турбину.

Энергетическое уравнение (характеристика) турбины с отборами пара представляет собой способ приближенного представления расходной характеристики (диаграммы режимов), получивший широкое применение при нормировании и анализе удельных расходов условного топлива на ТЭЦ. Этот вид аппроксимации расходных характеристик турбины связан с принятым в настоящее время разделением общего расхода топлива на ТЭЦ на составляющие, относимые на выработку тепла и на выработку электроэнергии.

В основу построения энергетических уравнений положено условное разделение общего потока пара (тепла) на входе в турбину на составляющие, направленные в отборы и в конденсатор. Таким образом, турбина с двумя отборами замещается двумя турбинами с противодавлением, питающими соответственно производственный $Q_{от}^п$ и отопительный $Q_{от}^т$ отборы, и конденсационной турбиной. Мощность, вырабатываемая условными турбинами с противодавлением, рассматривается как выработанная по теплофикационному циклу $P_{тф}$; мощность, вырабатываемая условной конденсационной турбиной, — как выработанная по конденсационному циклу $P_{кн}$. Вся электрическая мощность агрегата представляется как следующая сумма:

$$P = P_{тф}^п + P_{тф}^т + P_{кн}, \quad (4.4)$$

где $P_{тф}^п$ и $P_{тф}^т$ — слагаемые мощности $P_{тф}$, вырабатываемые соответственно за счет пара производственного и отопительного отборов.

Мощность $P_{тф}$ можно вычислить по следующей формуле [51]:

$$P_{тф} = (W^п_{тф} Q^п_{от} + W^т_{тф} Q^т_{от}), \quad (4.5)$$

где $W^п_{тф}$ и $W^т_{тф}$ — удельные выработки электроэнергии по теплофикационному циклу за счет отпуска тепла из производственного и отопительных отборов.

Величины $W^п_{тф}$ и $W^т_{тф}$ зависят от расхода пара на турбину и давления в отборах и определяются по графикам, входящим в состав нормативных характеристик турбины.

Из общего расхода тепла на турбину Q' часть, равная отпуску тепла $Q^п_{от} + Q^т_{от}$, относится на производство тепла, а оставшаяся часть $Q_э = Q' - (Q^п_{от} + Q^т_{от})$ — на производство электроэнергии. Величина $Q_э$ определяется с помощью энергетического уравнения:

$$Q_э = Q_x + q_{тф} P_{тф} + q_{кн} P_{кн}, \quad (4.6)$$

где $q_{тф}$ и $q_{кн}$ — коэффициенты (относительные приросты) расхода тепла на выработку электроэнергии соответственно по теплофикационному и конденсационному циклам; Q_x — расход тепла на холостой ход.

В ряде случаев в уравнение вводятся добавочные члены, учитывающие поправки на изменения давления в отборах. Применяются также энергетические уравнения в виде полиномов с большим числом членов [3], что несколько повышает их точность.

Коэффициент $q_{кн}$ в (4.6) принципиально отличается от относительного прироста турбины q , применяемого при расчетах оптимального режима ТЭС и ЭС. Это различие объясняется тем, что при вычислении относительного прироста $q = dQ'/dP$ должно учитываться полное приращение расхода тепла турбины, вызываемое приращением электрической мощности. В отличие от этого коэффициент $q_{кн}$ в (4.6) учитывает только часть приращения расхода тепла, вызываемую изменением мощности, развиваемой по конденсационному циклу. Другая часть приращения Q' учитывается вторым членом правой части (4.6) $q_{тф} P_{тф}$, который при увеличении P возрастает из-за увеличения удельных выработок электроэнергии $W^п_{тф}$ и $W^т_{тф}$. Вследствие этого коэффициент $q_{кн}$ при увеличении P уменьшается (в отличие от относительного прироста q , который при увеличении P остается постоянным или возрастает).

Первичным материалом, на основании которого строится диаграмма как при испытаниях, так и при заводских расчетах, служат характеристики отдельных ее частей — отсеков. Дело в том, что турбина с отбором пара представляет собой каскадное (последовательное) соединение частей (отсеков), являющихся по существу отдельными турбинами, соединенными общим валом. В частности, турбина с двумя регулируемыми отборами пара может быть представлена в виде каскадного соединения турбин с противодавлением — части (отсеки) вы-

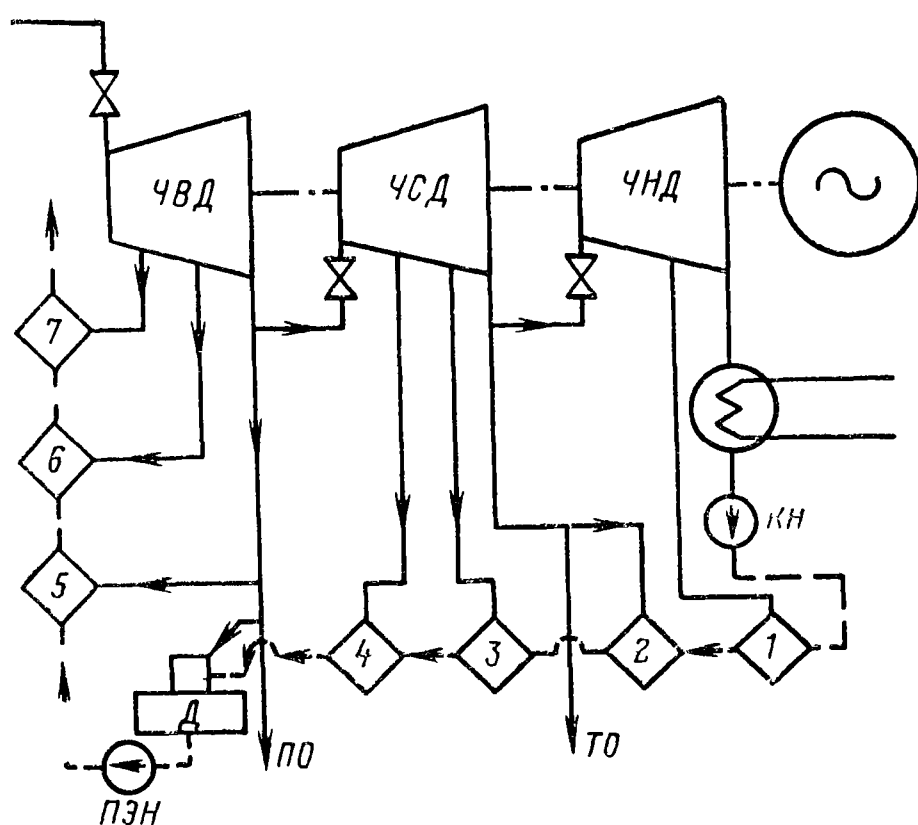


Рис. 4.10. Упрощенная тепловая схема турбины с двумя регулируемыми отборами пара.

1—4 — подогреватели низкого давления (ПНД); 5—7 — подогреватели высокого давления (ПВД); Д — деаэратор; ПЭН — питательный электронасос; КН — конденсатный насос, ПО — производственный отбор; ТО — теплофикационный отбор; → пар; — → — питательная вода и конденсат; — · — — вал турбогенератора.

— — Регулирующий клапан (диафрагма)

сокого давления (ЧВД) и среднего давления (ЧСД), а также конденсационной турбины — часть низкого давления (ЧНД). Для турбин с противодавлением и регулируемыми отборами пара ЧНД также является турбиной с противодавлением. Каждый из отсеков, как правило, имеет нерегулируемые отборы пара на регенерацию.

В качестве примера на рис. 4.10 представлена упрощенная (не показаны сальниковые подогреватели, эжекторы и др.) тепловая схема турбины типа ПТ с двумя регулируемыми отборами пара.

Основой для дальнейших расчетов являются характеристики отдельных отсеков вида $D'(P)$ и $D''(P)$, где D' — расход пара на входе в отсек; D'' — то же на выходе из отсека.

На рис. 4.11 представлены характеристики отсеков турбины ПТ-60-130/13 [51], содержащиеся в нормативных материалах Союзтехэнерго и ВТИ. Характеристики упрощены, в частности в характеристике ЧВД не учтено

наличие перегрузочного клапана, открытие которого приводит к более существенному, чем показано на рисунке, увеличению крутизны характеристики при увеличении нагрузки. В соответствии со сказанным в § 4.2 характеристики аппроксимированы ломаными. Они приведены к номинальным условиям (номинальные параметры свежего пара, расход пара равен расходу питательной воды, давления в производственном и теплофикационном отборах соответственно 1,27 и 0,118 МПа; противодействие в конденсаторе 0,00392 МПа). На рис. 4.11,а приведена также зависимость энтальпии пара

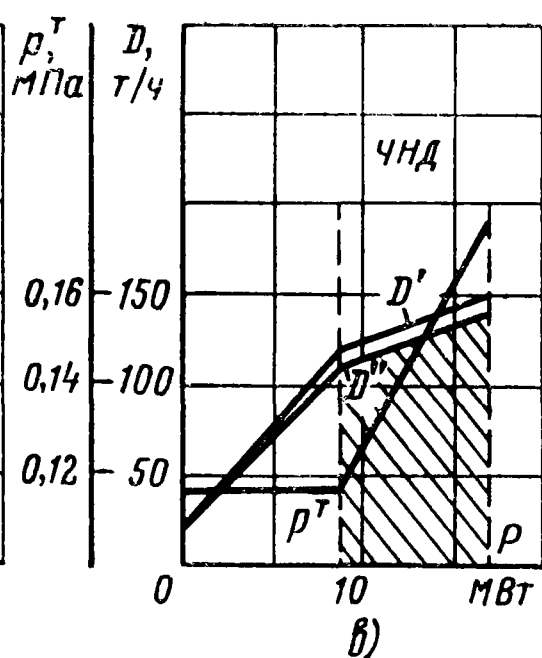
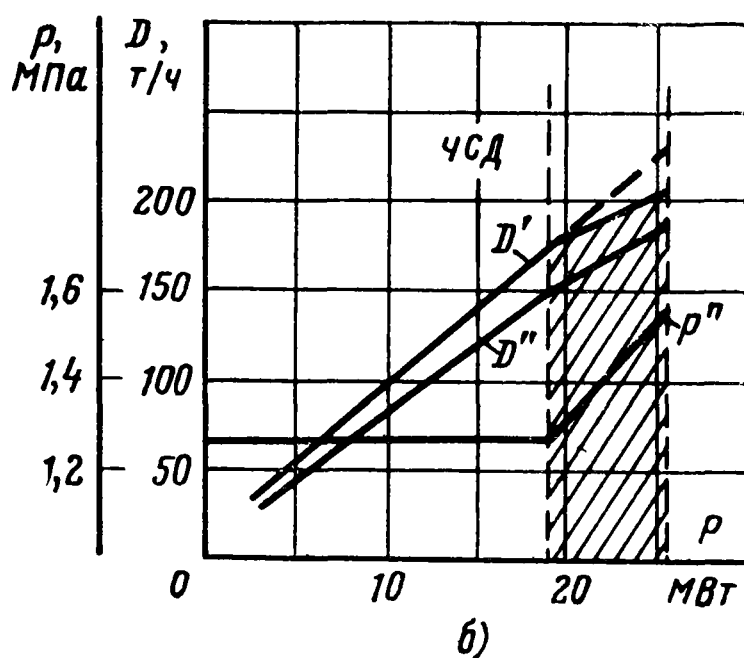
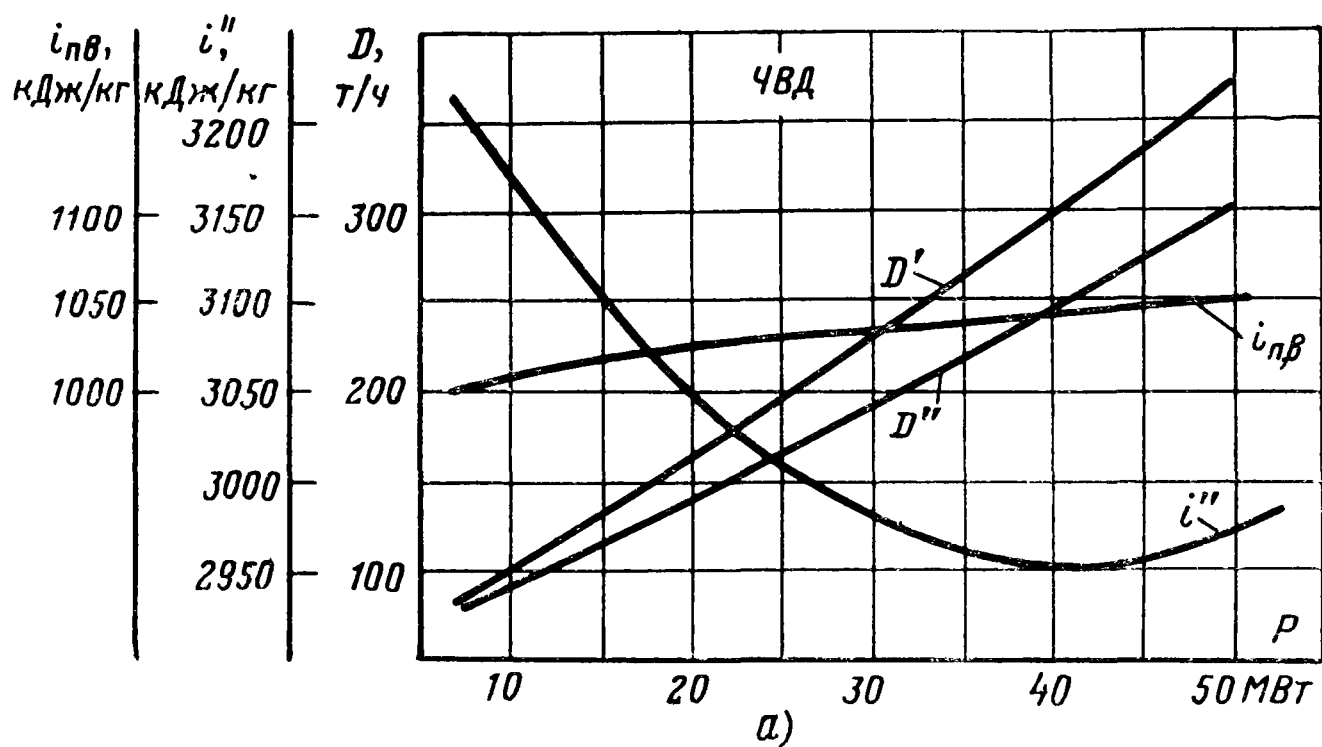


Рис. 4.11. Характеристики отсеков турбины ПТ-60-130/13. Условия: $p''=1,275$ МПа; $p^T=0,1178$ МПа; $p^K=0,0039$ МПа. а — характеристика ЧВД; б — характеристика ЧСД; в — характеристика ЧНД; D' — расход пара на входе в отсек; D'' — то же на выходе из отсека; i'' — энтальпия пара на выходе из отсека; $i_{п, в}$ — энтальпия питательной воды; p'' — давление пара производственного отбора, p^T — то же теплофикационного отбора. Заштрихованы зоны естественного повышения давления в отборах.

на выходе из ЧВД i'' и питательной воды на выходе из ПВД 7 $i_{п,в}$ от нагрузки ЧВД. Аналогичный характер имеют эти зависимости и для других отсеков. Их использование позволяет построить расходные характеристики отсеков в единицах тепла $Q'(P)$ и $Q''(P)$, которые имеют такой же характер, как и приведенные на рис. 4.11 характеристики $D'(P)$ и $D''(P)$.

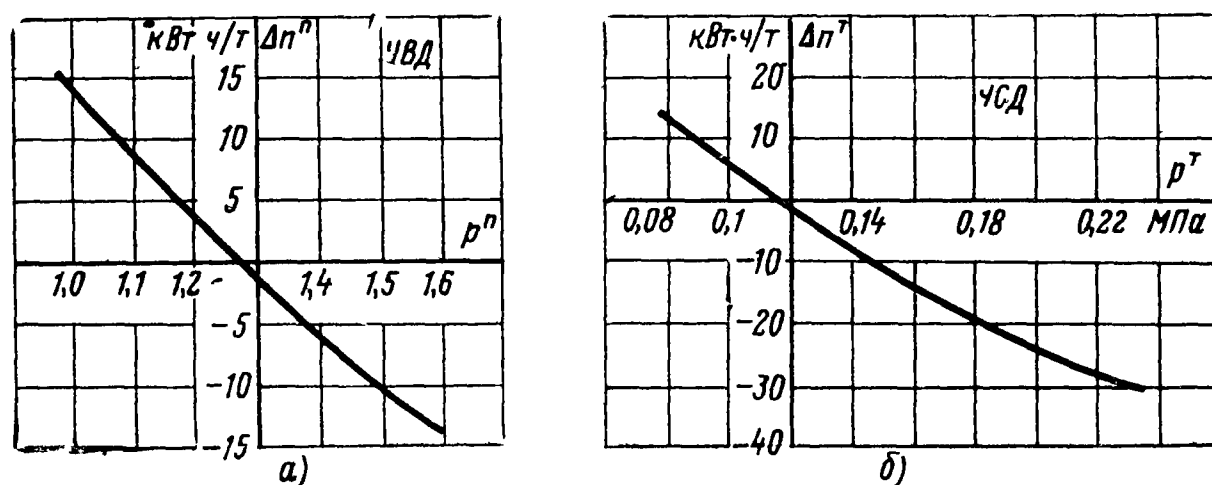


Рис. 4.12. Поправки к внутренней мощности ЧВД (а) и ЧСД (б) на изменения давлений в производственном p'' и отопительном p'' отборах.

Помимо характеристик, показанных на рис. 4.11, в материалах испытаний и нормативных материалах обычно приводятся кривые, позволяющие вносить в характеристики поправки на изменения условий работы — изменение параметров свежего пара и пара в отборах, температуры охлаждающей воды и т. п. В качестве примера на рис. 4.12 приведены кривые поправок к внутренней мощности ЧВД и ЧСД на изменение давления соответственно в производственном p'' и отопительном p'' отборах. Поправки рассчитываются по следующим формулам:

$$\Delta P_{в} = \Delta n'' D''_{с}, \quad (4.7)$$

$$\Delta P_{с} = \Delta n'' D''_{в}. \quad (4.7а)$$

Существенная особенность регулирования большинства турбин с отборами пара заключается в том, что регулирующие диафрагмы ЧСД и ЧНД полностью открываются до достижения максимально допустимого пропуска пара в соответствующие отсеки. Дальнейшее увеличение пропуска пара через отсек производится за счет повышения давления пара в соответствующем отборе и, следовательно, перед отсеком. На рис. 4.11, б и в показаны зависимости давления пара в производственном p'' и ото-

пительном p^T отборах от нагрузки соответствующего отсека и заштрихованы зоны естественного повышения давления в отборах.

Кроме того, при работе турбины с отборами энтальпия пара на выходе из каждого отсека (а следовательно, и на входе в следующий по ходу пара отсек) зависит от режима работы этого отсека.

Таким образом, все отсеки работают при переменных параметрах пара как на входе, так и на выходе (исключение составляет ЧВД, для которой начальные параметры пара не зависят от режима работы агрегата). Изменения параметров пара, зависящие только от режима работы данного отсека, можно учесть в его характеристике. В частности, в характеристиках ЧСД и ЧНД, приведенных на рис. 4.11,б и в, учтено естественное повышение давления пара соответственно в производственном и отопительном отборах, являющееся для этих отсеков изменением начальных параметров пара. Вместе с тем это повышение давления является повышением противодавления соответственно для ЧВД и ЧСД. Учесть это в характеристиках ЧВД и ЧСД нельзя, так как однозначной зависимости между давлением p^H и режимом ЧВД, а также давлением p^T и режимом ЧСД не существует. Поэтому изменения расходных характеристик ЧВД и ЧСД вследствие повышения противодавления при естественном повышении давления пара в отборах необходимо учитывать (с помощью упоминавшихся выше поправочных кривых) в процессе расчета оптимального режима ТЭЦ, при котором отборы на каждой итерации известны.

Приведенные характеристики отсеков совместно с поправочными кривыми позволяют с достаточной точностью рассчитать расход пара D_0 и тепла Q' при любом режиме. Порядок вычислений легче всего проследить на примере расчета расхода Q' и мощности P для турбины, характеристики которой представлены на рис. 4.11 и 4.12. Расчет произведен для расхода пара на турбину $D_0=340$ т/ч. Параметры свежего пара 12,75 МПа; 565°C ($i_0=3520$ кДж/кг). Отборы пара: производственный $D^H=80$ т/ч, отопительный $D^T=40$ т/ч. Расчет сведен в табл. 4.3.

Д а н н ы е д л я Ч В Д. Приведенные в столбцах 2, 4, 5 значения $i_{п,в}$, P_v и D''_v получены по заданному значению D'_v из рис. 4.11,а. Значение Q'_v (столбец 3) найдено по формуле

$$Q'_v = D'_v(i_0 - i_{п,в}) = 340(3520,0 - 1047,5) \cdot 10^{-3} = 840,6 \text{ ГДж/ч.}$$

Д а н н ы е д л я Ч С Д. Значение D'_c (столбец 7) найдено вычитанием из D''_v (столбец 5) заданного отбора $D^H_{от}$ (столбец 6). По найденной величине D'_c по рис. 4.11,б определяются p^H , P_c и D''_c (столбцы 8, 10, 11). По величине p^H из рис. 4.12,а определяется

Таблица 4.3 Расчет расхода тепла и электрической мощности турбины ПТ-60-130/13

ЧВД						ЧСД					
$D'_{в'}$ т/ч	$i_{п,в'}$ кДж/кг	$Q'_{в'}$ ГДж/ч	$P_{в'}$ МВт	$D''_{в'}$ т/ч	$D_{от}^п$ т/ч	$D'_{с'}$ т/ч	$p^п$ МПа	$\Delta P_{в'}$ МВт	$P_{с'}$ МВт	$D''_{с'}$ т/ч	$D_{от}^т$ т/ч
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
340	1047,5	840,6	46,0	280	80	200	1,47	—2,43	23,8	177	40

ЧНД							
$D'_{н'}$ т/ч	$p^т$, МПа	$\Delta P_{с'}$, МВт	$P_{н'}$, МВт	$\Sigma P_{i'}$, МВт	$\Sigma \Delta P_{i'}$, МВт	Потери π , МВт	Электриче- ская мощность $P_э$, МВт
13	14	15	16	17	18	19	20
137	0,149	—1,77	13,0	82,8	—4,2	—1,8	76,8

параметр $\Delta n^п$ и далее по формуле (4.7) — поправка к мощности ЧВД (столбец 9).

Данные для ЧНД. Вычитая из $D''_{с'}$ (столбец 11) заданный отопительный отбор $D_{от}^т$ (столбец 12), получаем $D'_{н'}$ (столбец 13). Далее, аналогично тому, как это делалось для ЧСД, заполняем столбцы 14—16. Суммарная внутренняя мощность отсеков (столбец 17) определяется суммированием данных столбцов 4, 10, 16. Величина $\Sigma \Delta P_{i'}$ (столбец 18) определяется суммированием данных столбцов 9 и 15. Потери π (столбец 19), включающие потери механические и потери в генераторе, определяются по материалам испытаний. Суммируя данные столбцов 17—19, нетрудно найти мощность генератора $P_э$ (столбец 20).

Пример носит иллюстративный характер. Данные, определяемые при испытаниях, позволяют произвести расчет с большей точностью и, в частности, учесть при этом не только изменения давления в отборах, но и изменения энтальпии пара и питательной воды, расходы тепла на собственные нужды, утечки пара через уплотнения и др. Порядок расчета при этом не изменяется. Он остается в основном неизменным и в случаях, когда отборы заданы не в единицах расхода пара $D_{от}^п$ и $D_{от}^т$, а в единицах расхода тепла. Необходимо лишь после вычисления величин $D''_{в'}$ и $D''_{с'}$ найти по кривым рис. 4.11 энтальпию пара $i^п$ и $i^т$, а по ней и заданным $Q_{от}^п$ и $Q_{от}^т$ — величины $D_{от}^п$ и $D_{от}^т$. Порядок расчета мало изменяется и в случаях, когда расходные характеристики отсеков заданы в единицах расхода тепла, т. е. $Q'_{i'}(P)$ и $Q''_{i'}(P)$.

Расходная характеристика $Q_0(P)$ при заданных отборах пара (тепла). В результате проведенного расчета получается одна точка указанной характеристики. Задаваясь другими значениями расхода пара D' или тепла Q' , нетрудно построить всю расходную характеристику. Диф-

ференцируя ее по $\dot{P}$, можно также, как это делалось для конденсационной турбины (§ 4-2), найти ХОП, т. е. $q(P)$. На рис. 4.13 представлены расходная характеристика и ХОП рассмотренной выше турбины ПТ-60-130/13 при конденсационном режиме, т. е. при $D_{от}^п = D_{от}^т = 0$. При построении характеристики использована характеристика ЧВД, в которой наличие перегрузочного клапана ЧВД не учтено. На рисунке представлены два варианта характеристики — при включенных и отключенных регу-

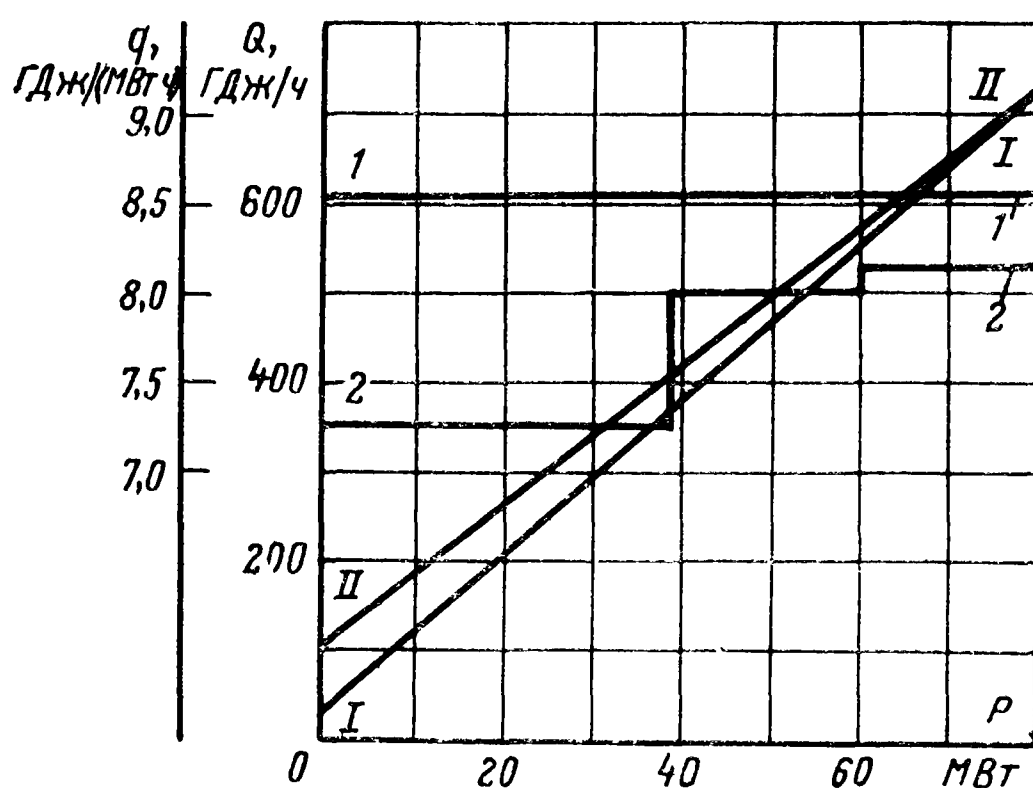


Рис. 4.13. Расходные характеристики ($I-I$ и $II-II$) $Q=f(P)$ и ХОП ($1-1$ и $2-2$) $q=f(P)$ турбины ПТ-60-130/13 при конденсационном режиме ($p_k = 0,0039$ МПа).

$I-I$ и $I-I$ — регуляторы отбора отключены; $2-2$ и $II-II$ — регуляторы отбора включены

ляторах давления пара в отборах. Как видно из рисунка, включение регуляторов отбора приводит к ухудшению экономичности турбины при неполных нагрузках (расход тепла повышается). Это объясняется дросселированием пара в диафрагмах, регулирующих давление в отборах. При полном открытии регулирующих органов в обоих отборах, в данном случае при $P=80$ МВт, расходы тепла по характеристикам I и II совпадают.

Важно отметить, что включение регуляторов давления всегда вызывает значительное понижение относительного прироста агрегата. Например, для турбины, характеристики которой представлены на рис. 4.13, относительный прирост снижается при этом с 8,56 до 7,21 ГДж/(МВт·ч) (при $P < 38$ МВт). При отборах пара, отличных от нуля, это положение сохраняется (зоны нагрузки, при которых значения q малы, при $D_{от} > 0$ расширяются). В связи с этим рассматриваемые турбогенераторы в ряде случаев выгоднее загружать сверх минимальной мощности по теплофикационному

режиму прежде загрузки энергоблоков большой мощности на сверхкритические параметры пара (см. табл. 4.2). Рассмотренное положение часто вызывает недоверие персонала, привыкшего считать выгодной первоочередную загрузку наиболее экономичного и совершенного агрегата. Между тем в данном случае теплофикационная турбина имеет меньший относительный прирост именно потому, что при малой нагрузке она работает неэкономично, и потому, если ее нельзя остановить (по условиям баланса мощности или ввиду кратковременности периода снижения нагрузки энергосистемы), ее выгодно загружать раньше, чем более экономичный агрегат. В данном случае положение аналогично разобранному во введении (см. рис. В.2).

Из рис. 4.11,б и в следует, что в зонах естественного повышения давления в отборах расходные характеристики ЧСД и ЧНД являются более пологими, чем в зоне постоянного регулируемого давления. Соответственно относительные приросты указанных отсеков в этих зонах снижаются, т. е. условие выпуклости расходных характеристик этих отсеков не выполняется. Несмотря на это, расходная характеристика всего агрегата остается, как видно из рис. 4.13, выпуклой (относительный прирост агрегата при переходе к зоне естественного повышения давления увеличивается). Это объясняется тем, что повышение давления в отборе, вызывая повышение начального давления для следующего по ходу пара отсека (что понижает его относительный прирост), вместе с тем повышает противодавление для предыдущего отсека (его относительный прирост увеличивается). Повышение противодавления (что учитывается при расчете по табл. 4.3) обычно оказывает большее влияние на относительный прирост агрегата в целом, чем повышение начального давления, учтенное в характеристиках ЧСД и ЧНД.

4.5. ВЫРАЖЕНИЕ ЧАСТНЫХ ПРОИЗВОДНЫХ РАСХОДА ТЕПЛА ТУРБИНЫ С ОТБОРАМИ ПАРА ЧЕРЕЗ ОТНОСИТЕЛЬНЫЕ ПРИРОСТЫ ОТДЕЛЬНЫХ ОТСЕКОВ

Относительный прирост турбины в целом $q' = dQ_0/dP$ (при $Q_{от}^i = \text{const}$) и производные расхода тепла на входе по каждому из отборов $q_{от}^j = dQ_0/dQ_{от}^j$ (при $P = \text{const}$ и $Q_{от}^i = \text{const}$ для $i \neq j$) связаны с относительными приростами отдельных отсеков турбины однозначными соотношениями.

Для вывода выражения для q турбины с одним отбором пара зададимся приращением мощности ЧНД ΔP_H . Соответствующее приращение расхода тепла на входе в ЧНД составит $\Delta Q'_H = q'_H \Delta P_H$. Приращение расхода тепла на выходе из ЧВД при неизменном отборе $\Delta Q''_B = \Delta Q'_H$.

Следовательно, приращение мощности ЧВД равно:

$$\Delta P_B = \frac{\Delta Q''_B}{q''_B} = \frac{q'_H}{q''_B} \Delta P_H.$$

Общее приращение мощности агрегата равно:

$$\Delta P = \Delta P_B + \Delta P_H = \frac{q''_B + q'_H}{q''_B} \Delta P_H.$$

Приращение расхода тепла на входе в ЧВД (следовательно, для всей турбины) равно:

$$\Delta Q = q'_B \Delta P_B = \frac{q'_B q'_H}{q''_B} \Delta P_H.$$

Таким образом, значение относительного прироста турбины равно:

$$q = \frac{\Delta Q}{\Delta P} = \frac{q'_B q'_H}{q''_B + q'_H}. \quad (4.8)$$

Выражение для $q_{от}$ выводится аналогичным путем, но при этом учитывается, что частная производная $q_{от} = dQ_0/dQ'_{от}$ должна вычисляться при $P = \text{const}$ ($\Delta P = 0$), что дает:

$$q_{от} = \frac{q'_B}{q''_H + q'_H}, \quad (4.8a)$$

или с учетом (4.8) можно написать:

$$q_{от} = \frac{q}{q'_H}. \quad (4.8b)$$

Для турбины с двумя отборами пара аналогичные выражения можно получать, рассматривая ее как состоящую из двух отсеков — ЧВД и отсека ЧСНД (индекс СН), состоящего из ЧСД и ЧНД. Тогда формула (4.8) примет следующий вид:

$$q = \frac{q'_B q'_{CH}}{q''_B + q'_{CH}}. \quad (4.9)$$

Кроме того, согласно (4.8)

$$q'_{CH} = \frac{q'_C q'_H}{q''_C + q'_H}. \quad (4.9a)$$

Подставляя $q'_{сн}$ в выражение (4.9), получаем:

$$q = \frac{q'_в q'_с q'_н}{q''_в q''_с + q''_в q'_н + q'_с q'_н} . \quad (4.10)$$

Аналогичным образом, подставляя в (4.8б) вместо $q'_н$ выражение $q'_{сн}$ из (4.9а), получаем:

$$q''_{от} = \frac{q'_в (q''_с + q'_н)}{q''_в q''_с + q''_в q'_н + q'_с q'_н} . \quad (4.10а)$$

Для $q^т_{от}$ остается в силе выражение, аналогичное (4.8б), т. е.

$$q^т_{от} = \frac{q'_в q'_с}{q''_в q''_с + q''_в q'_н + q'_с q'_н} . \quad (4.10б)$$

4.6. СВЯЗЬ МЕЖДУ ХАРАКТЕРИСТИКАМИ ОТСЕКОВ И ДИАГРАММОЙ РЕЖИМОВ

Как уже говорилось выше, диаграмма режимов турбины с одним отбором пара представляет собой серию вычерченных на одном чертеже расходных характеристик, каждая из которых соответствует постоянному отбору пара $D_{от}$ или тепла $Q_{от}$. В простейшем случае, если расходные характеристики линейны, т. е. $q = \text{const}$ (это соответствует линейным, т. е. имеющим постоянные относительные приросты, расходным характеристикам ЧВД и ЧНД), диаграмма режимов имеет вид, представленный на рис. 4.8. Каждая расходная характеристика на этом рисунке построена в пределах от минимальной до максимальной мощности агрегата. Минимальная мощность P^{min} при любом отборе определяется минимальным пропуском пара в ЧНД $D'_н{}^{min}$, необходимым для вентиляции лопаток. Очевидно, что при любом отборе минимальный расход пара в ЧНД и мощность последнего не изменяются. При увеличении отбора увеличиваются расход пара через ЧВД $D''_в{}^{min} = D_{от} + D'_н{}^{min}$ и мощность отсека $P_в$. Этими условиями определяется линия минимальных нагрузок 1—1 на рис. 4.8.

Линия максимальных нагрузок 2—2 определяется максимальным пропуском пара в ЧНД. По мере увеличения отбора расход пара через ЧВД и мощность последнего увеличиваются и достигают максимума при полном пропуске пара через ЧВД (линия 3—3). Пересе-

Рис. 4.14. Диаграмма режимов турбины при наличии излома расходной характеристики ЧВД.

1—1 — линия минимальных мощностей; 2—2 — линия максимальных мощностей; 3—3 — линия ограничения по расходу пара в ЧВД; 4—4 — линия излома расходных характеристик турбины.

чению линий 2—2 и 3—3 соответствует максимальная мощность обоих отсеков и всей турбины в целом.

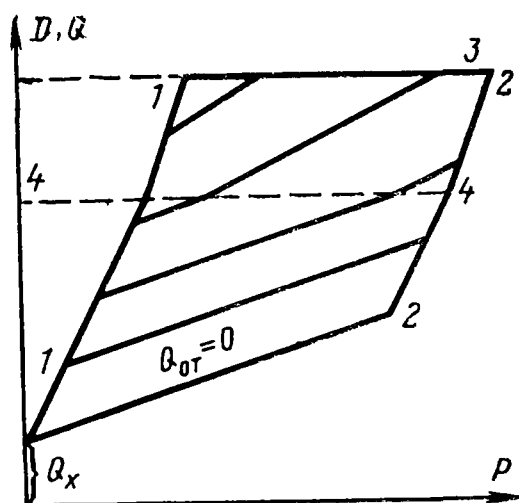
В некоторых случаях максимальная мощность турбины ограничивается генератором — линия 5—5. В этом случае увеличение отбора производится за счет уменьшения пропуска пара в ЧНД и увеличения пропуска пара через ЧВД.

Увеличение отбора сверх определяемого линией 4—4 возможно только при снижении мощности турбины ниже максимальной. При этом полностью загружен ЧВД, но недогружен ЧНД.

В случае, если расходная характеристика ЧВД имеет излом (при повышении расхода пара или тепла сверх некоторой величины D' или Q' относительные приросты ЧВД q' и q'' возрастают), то, как следует из формул (4.8), возрастают также относительный прирост всей турбины q и коэффициент отбора $q_{от}$. Диаграмма режимов приобретает вид, представленный на рис. 4.14. Излом всех расходных характеристик в этом случае происходит при одном и том же расходе пара (тепла) турбины (линия 4—4 на рис. 4.14).

Если излом расходной характеристики имеет ЧНД (в частности, из-за естественного повышения давления в отборе), то излом расходной характеристики всей турбины происходит при постоянном расходе пара (тепла) ЧНД. Диаграмма режимов при этом приобретает вид, представленный на рис. 4.15. Линия 4—4 изломов расходных характеристик в этом случае параллельна линиям 1—1 (минимальных мощностей) и 2—2 (максимальных мощностей).

При работе в зоне правее линии 4—4 относительный прирост турбины повышается (крутизна расходных характеристик увеличивается), в том числе и в случаях, когда излом расходной характеристики вызывается повышением давления в отборе. Это объясняется тем, что снижение относительного прироста ЧНД (см. рис. 4.11)



компенсируется повышением относительного прироста ЧВД вследствие повышения противодавления. Повышается в этой зоне и $q_{от}$.

В случае наличия изломов в расходных характеристиках обоих отсеков диаграмма режимов приобретает вид, представленный на рис. 4.16. В ней можно выделить зоны *I—IV*. В зоне *I* оба отсека работают с наименьшими значениями относительного прироста q . В зоне *II* повышено значение $q_{в}$. В зоне *III* повышено значение $q_{н}$, а в зоне *IV* повышены значения q обоих отсеков. Как видно из рис. 4.16, в зависимости от отбора расходная характеристика может не иметь изломов (работав в зоне *I* — относительный прирост q_I); иметь один излом (переход из зоны *I* в зону *III*, относительные приросты q_I и q_{III}), а также иметь два излома (переход из зоны *I* в зону *II*, а затем из зоны *II*

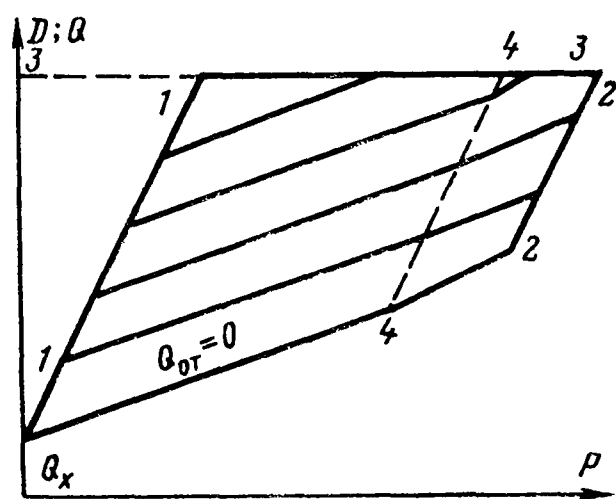


Рис. 4.15. Диаграмма режимов турбины при наличии излома расходной характеристики ЧНД.

Линии 1—1, 2—2, 3—3 и 4—4 — то же, что и на рис. 4.14.

или *III* в зону *IV*, относительные приросты соответственно q_I , q_{II} или q_{III} и q_{IV}). Во всех случаях при повышении мощности агрегата, сопровождающемся переходом в следующую зону, относительный прирост увеличивается.

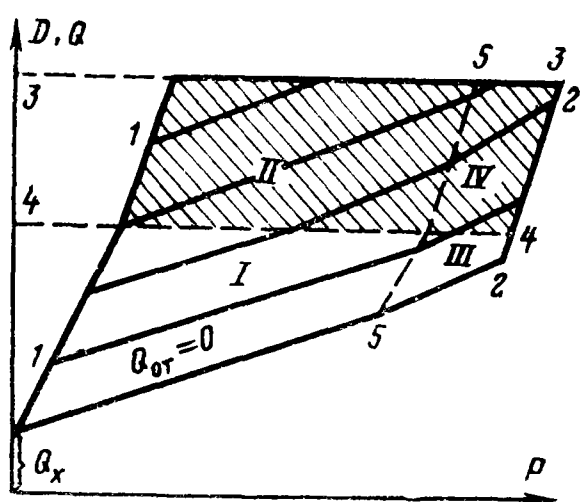


Рис. 4.16. Диаграмма режимов турбины при наличии изломов расходных характеристик обоих отсеков.

Зона *I* — до излома; зона *II* — повышение $q_{в}$, зона *III* — повышение $q_{н}$; зона *IV* — повышение $q_{в}$ и $q_{н}$. Зоны отделены друг от друга пунктирными линиями; 1—1 — линия минимальных мощностей; 2—2 — линия максимальных мощностей; 3—3 — линия ограничения по расходу пара в ЧВД; 4—4 — линия излома расходной характеристики ЧВД; 5—5 — линия излома расходной характеристики ЧНД.

Следует отметить, что в диаграммах режимов, построенных наладочными организациями, отмеченные выше зоны часто выражаются нечетко, а расходные характеристики, соответствующие постоянным отборам пара, имеют волнистый характер (относительный прирост то увеличивается, то уменьшается). Чаще всего это объяс-

няется тем, что характеристики проводятся непосредственно через точки, полученные путем обработки результатов испытаний без учета допущенных при этом погрешностей. Кроме того, такие аномалии часто объясняются тем, что одни точки соответствуют областям наибольшей вогнутости действительных расходных характеристик отсеков, а другие наименьшей (аналогично рис. 4.6,б). Поэтому такие диаграммы режимов необходимо подвергать дополнительной обработке, состоящей в спрямлении расходных характеристик (аналогично рис. 4.6,а) и обеспечении регулярности изменений q и $q_{от}$ в различных зонах.

Диаграмма режимов турбины допускает аналитическое представление. В частности, в случае линейных расходных характеристик расход тепла при любом отборе может быть выражен следующей формулой:

$$Q = Q'_x + qP + q_{от}Q_{от}.$$

Аналогичный вид имеет формула для расчета расхода пара. Помимо этого, для полного описания характеристики необходимо ввести уравнения ограничивающих линий.

При наличии изломов характеристик аналитическое выражение усложняется. Кроме того, помимо уравнений, ограничивающих предельные режимы, необходимо ввести дополнительные уравнения для линий, ограничивающих зоны, соответствующие различным значениям относительных приростов и коэффициентов отбора. При оптимизации режима удобнее выражать характеристики турбины с отборами пара через характеристики ее отсеков. Поэтому более подробно аналитическое выражение диаграммы режимов не рассматривается.

Как отмечалось, диаграмма режимов для турбины с двумя регулируемыми отборами изображается в виде двух квадрантов. Верхний квадрант представляет собой диаграмму режимов турбины с одним производственным отбором, нижний же квадрант является линеаризованной расходной характеристикой ЧНД.

4.7. ПОСТРОЕНИЕ ХАРАКТЕРИСТИК ОТСЕКОВ ТУРБИНЫ С ОТБОРАМИ ПАРА ПО ЕЕ ДИАГРАММЕ РЕЖИМОВ ИЛИ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОМУ УРАВНЕНИЮ

Изложенная в гл. 5 методика оптимизации режима ТЭЦ базируется на использовании характеристик отсеков турбин с отборами пара, что позволяет избежать условностей, принимаемых при получении диаграмм режимов и энергетических уравнений, и снизить погрешности решения. Вместе с тем нередки случаи, когда использование диаграмм режимов или энергетических уравнений для оптимизации режимов необходимо, так как они являются единственной информацией о характеристиках турбин с отборами пара (в особенности старых типов и иностранных марок), которыми располагает ТЭС (ЭС).

Непосредственное использование диаграмм режимов для оптимизации режима ТЭЦ вызывает затруднения прежде всего в связи с необходимостью их хранения в памяти ЭВМ. В разработанных до настоящего времени некоторыми организациями программах для ЭВМ каждая расходная характеристика (при $D_{от} = \text{const}$), входящая в диаграмму режимов, представляется несколькими точками (P, D или P, Q). Однако это требует использования очень большого объема памяти ЭВМ. Представление диаграммы режимов полиномами от нескольких независимых переменных ($P, D_{от}^n, D_{от}^T$ или $P, Q_{от}^n, Q_{от}^T$) также нецелесообразно, так как при кусочно-линейных характеристиках с изломами это сопряжено с дополнительными погрешностями. Кроме того, при использовании для оптимизации режима ТЭЦ диаграмм режимов существенные затруднения вызывает учет ограничений по мощности турбины и расходу пара (тепла) и величинам отборов, так как соответствующие пределы (линии 1—1, 2—2, 3—3 на рис. 4.16) являются функциональными (зависят от режима). Например, минимальная электрическая мощность зависит от отбора пара. Учет таких ограничений усложняет программу и увеличивает время счета. При использовании характеристик отсеков рассматриваемые затруднения снимаются.

Вместе с тем между характеристиками отдельных отсеков турбины и расходными характеристиками (а следовательно, также и диаграммами режимов и энергетическими уравнениями) существует однозначное

взаимное соответствие. Это позволяет по диаграмме режимов (энергетическому уравнению) построить характеристики отсеков таким образом, чтобы рассчитанные с их помощью расходы тепла и относительные приросты турбины совпадали с определяемыми по исходной диаграмме режимов. Использование этой возможности позволяет во всех случаях независимо от характера исходной информации пользоваться для расчетов оптимального режима ТЭЦ одной и той же методикой и основанными на ней программами для ЭВМ.

Необходимо заметить, что вследствие условностей, допускаемых при построении диаграмм режимов и энергетических уравнений, рассчитанные на их основании характеристики отсеков являются приближенными и могут отличаться от действительных. Их построение следует рассматривать как математический прием для представления диаграмм режимов в памяти ЭВМ, аналогичный другим подобным приемам (аппроксимация полиномами и т. п.). Единственное требование, предъявляемое к построенным по диаграмме режимов или энергетическому уравнению характеристикам отсеков, состоит в том, чтобы вычисленный на их основе расход тепла на входе в турбину при любой электрической мощности и отборах пара совпадал с вычисленным при тех же условиях по исходной диаграмме режимом (по энергетическому уравнению).

Описанная ниже методика использует в качестве исходной информации для расчета характеристик отсеков значения относительного прироста q и коэффициента отбора турбины $q_{от}$, а также расхода тепла на холостой ход Q_x .

С помощью диаграммы режимов нетрудно путем численного дифференцирования определить относительный прирост агрегата q и коэффициент отбора $q_{от}$. Для определения q необходимо дать, как показано на рис. 4.8, приращение мощности ΔP и определить соответствующее приращение расхода ΔQ_{01} . Тогда $q = \Delta Q_{01} / \Delta P$. Для определения $q_{от}$ необходимо дать приращение $\Delta Q_{от}$ при $P = \text{const}$ и определить соответствующее приращение расхода ΔQ_{02} , что дает $q_{от} = \Delta Q_{02} / \Delta Q_{от}$ ($q_{от}$ всегда меньше единицы).

Для уменьшения погрешностей вычислений q и $q_{от}$ необходимо давать как можно большие приращения ΔP и $\Delta Q_{от}$, а также вычислять q при нескольких значениях

$\dot{Q}_{от}$, а $q_{от}$ при нескольких значениях $\dot{P}$ и усреднять результаты.

В случаях, когда диаграмма режимов имеет вид, представленный на рис. 4.14—4.16 (расходные характеристики имеют изломы), вычисление относительных приростов q и коэффициентов отбора $q_{от}$ описанным выше способом численного дифференцирования необходимо производить для каждой из зон в отдельности.

Для вычисления относительного прироста турбины по энергетическому уравнению необходимо с помощью (4.6) вычислить расходную характеристику $Q(P)$ при различных значениях P и постоянных значениях $Q_{от}^п$ и $Q_{от}^т$ и определить q численным дифференцированием так же, как это делается по диаграмме режимов. Для повышения точности лучше всего построить расходные характеристики $Q(P)$ при двух-трех значениях $Q_{от}$ и усреднить найденные по ним значения q .

Аналогичным путем, определяя с помощью (4.6) несколько значений Q при разных отборах и постоянной мощности P , можно определить $q_{от}^п$ и $q_{от}^т$.

Необходимо отметить, что положенное в основу построения энергетических уравнений условное разделение потоков тепла в турбине аналогично принципу суперпозиции, применимому только для линейных систем. Ввиду нелинейности характеристик отсеков этот прием вносит погрешности в определение относительного прироста q и коэффициента отбора $q_{от}$ тем больше, чем больше эти нелинейности, т. е. чем больше отличаются друг от друга значения q и $q_{от}$ в различных зонах диаграмм режимов. В частности, как показано выше, мощности или расходы пара, при которых происходят изменения q и $q_{от}$, определяются расходами пара или мощностями отсеков турбины. Между тем условные турбины, на которые разбивается турбина с отборами пара при разделении потоков, не соответствуют ЧВД, ЧСД или ЧНД реальной турбины. В частности, открытие перегрузочного клапана ЧВД, вызывающее существенно повышение q турбины, происходит при определенном пропуске тепла через ЧВД и никак не связано с величинами отдельных составляющих, на которые этот поток тепла разбивается при построении энергетического уравнения. Поэтому при построении энергетических уравнений нелинейностями, вызывающими изменения относительного прироста, обычно пренебрегают, что вызывает погреш-

ности при определении относительного прироста до $\pm 4 \div 8\%$. Помимо этого, в энергетических уравнениях не отражаются ограничения по мощности турбины, предельному расходу и отборам пара. Для определения этих ограничений необходимы дополнительные материалы. В [51] для этой цели используется диаграмма режимов.

Расчет характеристик отсеков турбин с одним отбором пара начинается с определения относительных приростов отсеков. Из выражения (4.8б) непосредственно следует:

$$q'_H = \frac{q}{q_{от}}. \quad (4.11)$$

Подставляя найденное значение q'_H в (4.8) и учитывая, что

$$q'_B = q''_B + 3,6, \quad (4.11a)$$

найдем

$$q''_B = \frac{q - 3,6}{1 - q_{от}}. \quad (4.11б)$$

Таким образом, выражения (4.11) позволяют по данным q и $q_{от}$ однозначно определить относительные приросты отсеков q'_B , q''_B и q'_H . Никаких дополнительных погрешностей, кроме погрешностей вычислений, это не вносит.

Что касается расходов тепла на холостой ход отсеков $Q'_{B,x}$, $Q''_{B,x}$ и $Q'_{H,x}$, то они не могут быть однозначно определены ни из диаграммы режимов, ни из энергетического уравнения. Удовлетворить условию, поставленному выше, чтобы расход тепла турбины Q' при данных P и $Q_{от}$, находимый с помощью характеристик отсеков, совпадал с определяемым по диаграмме режимом (по энергетическому уравнению), можно при различном распределении расходов холостого хода между отсеками. В частности, этому условию удовлетворяет предположение, что

$$Q'_{B,x} = Q''_{B,x} = Q'_{H,x} = Q_x, \quad (4.12)$$

где Q_x — расход на холостой ход (при $P=0$ и $Q_{от}=0$) всей турбины.

Исходя из этого выражения величины Q_x отсеков и будут определяться в дальнейшем.

Для полного определения характеристик ЧВД и ЧНД, помимо их расходов холостого хода и относительных приростов, необходимо найти мощности или расходы тепла, соответствующие изломам расходной характеристики, а также предельным нагрузкам отсеков. Для ЧВД эти значения совпадают с расходами тепла всей турбины, соответствующими линиям 3—3 и 4—4 на рис. 4.16. Обозначим их соответственно через Q_3 и Q_4 . Очевидно, что $Q'_{в3} = Q_3$ и $Q'_{в4} = Q_4$. Вместе с тем $Q'_{в3} = Q'_x + q_{в3} P_{в3}$. Это дает возможность определить мощность $P_{в3}$, соответствующую точке излома расходной характеристики ЧВД. Аналогичным путем нетрудно определить предельную мощность ЧВД $P_{в4}$.

Для определения точки излома расходной характеристики ЧНД и его предельной мощности можно воспользоваться точками 5 и 2 на линии $Q_{от} = 0$ (рис. 4.16) и найти по диаграмме режимов соответствующие расходы тепла Q_5 и Q_2 и мощности P_5 и P_2 всей турбины. С помощью расходной характеристики ЧВД по расходам тепла $Q_5 = Q'_{в5}$ и $Q_2 = Q'_{в2}$ нетрудно найти мощности ЧВД $P_{в5}$ и $P_{в2}$. Тогда мощность, при которой расходная характеристика ЧНД претерпевает излом, $P_{н5} = P_5 - P_{в5}$, а предельная мощность ЧНД $P_{н2} = P_2 - P_{в2}$.

Особенности расчета характеристик отсеков турбины с двумя отборами пара. Для турбин с двумя отборами пара необходимо определять два коэффициента отбора — для производственного отбора $q^{\pi}_{от} = dQ_0 / dQ^{\pi}_{от}$ и для отопительного отбора $q^t_{от} = dQ_0 / dQ^t_{от}$. Если источником исходной информации является диаграмма режимов, то для определения $q^{\pi}_{от}$ необходимо воспользоваться верхним квадрантом диаграммы режимов (см. рис. 4.9), а для определения $q^t_{от}$ следует при заданной мощности турбины P найти два значения расхода тепла Q — при $Q^t_{от} = 0$ и при некотором отличном от нуля значении $Q^t_{от}$.

Для определения относительных приростов ЧВД турбину с двумя отборами можно представить в виде каскадного соединения двух отсеков: ЧВД и объединенного отсека ЧСНД. Тогда очевидно, что формулы (4.11а) и (4.11б) для определения $q'_{в}$ и $q''_{в}$ остаются в силе. Необходимо только в формуле (4.11б) вместо $q_{от}$ подставлять $q^{\pi}_{от}$, что дает:

$$q''_{в} = \frac{q - 3,6}{1 - q^{\pi}_{от}}. \quad (4.13)$$

Для определения q_n можно рассматривать турбину как комбинацию объединенного отсека ЧВСД, состоящего из частей высокого и среднего давления, с ЧНД. К такой комбинации применима формула (4.11), что дает:

$$q_n = \frac{q}{q_{\text{от}}}. \quad (4.14)$$

Для определения q'_c и q''_c воспользуемся формулой (4.10). Подставляя в нее ранее вычисленные значения q , $q'_в$, $q''_в$ и $q'_н$, а также принимая во внимание равенство (4.3), получаем одно уравнение с одним неизвестным q''_c . После нахождения q''_c нетрудно с помощью (4.3) найти и q'_c .

Значения расходов тепла на холостой ход отсеков определяются так же, как и для турбины с одним отбором, приравниванием их расходу тепла Q_x на холостой ход всей турбины, т. е.

$$Q'_{в,x} = Q''_{в,x} = Q'_{с,x} = Q''_{с,x} = Q'_{н,x} = Q'_x. \quad (4.15)$$

Значения предельных мощностей и мощностей, при которых имеют место изломы характеристик ЧВД, могут быть найдены так же, как и для турбины с одним отбором пара. Для ЧСД и ЧНД предельные мощности и расходы тепла проще всего определить по значениям предельного пропуска пара через эти отсеки, которые приводятся в материалах заводов-изготовителей, а иногда и в диаграммах режимов (в частности, на нижнем квадранте диаграммы рис. 4.9 показана линия ограничения пропуска пара в ЧНД — $D_n^{\text{max}} = 160$ т/ч).

4.8. ПРЕДЕЛЬНЫЕ МОЩНОСТИ ПАРОВЫХ ТУРБИН

Предельной (максимальной или минимальной) является мощность, с которой турбина может неограниченно долго работать без вредных последствий для оборудования. Вопросы экономичности при определении предельных нагрузок рассматриваться не должны. Их решение возможно только на стадии оптимизации режима ЭС (ОЭС) в целом, так как заведомо неэкономичный для данного агрегата режим может оказаться необходимым для предотвращения ограничений потребителей или выгодным, если ухудшение экономичности данного агрегата окупается повышением экономичности работы других агрегатов и ТЭС.

Наиболее просто вопрос о предельных мощностях решается для конденсационных турбогенераторов. Почти все типы этих турбогенераторов могут работать на холостом ходу, а многие и в режиме синхронного компенсатора (СК).

Что касается максимальной мощности конденсационных турбогенераторов, то при номинальных параметрах свежего пара и вакууме она обычно принимается равной номинальной.

Многие типы конденсационных турбогенераторов допускают работу с мощностью выше номинальной за счет отключения регенеративных отборов. При практическом использовании этой возможности необходимо построить по данным испытаний расходную характеристику агрегата при отключенных регенеративных отборах. Вследствие ухудшения экономичности расход тепла в этом режиме выше, чем при нормальной работе. Поскольку переход на него следует предусматривать лишь при $P > P_{\text{ном}}$, то полная расходная характеристика агрегата с учетом отключения регенерации при высоких нагрузках имеет «скачок» расхода при $P = P_{\text{ном}}$ аналогично рис. 2.6, в.

Минимальные и максимальные мощности турбин с регулируемыми отборами пара существенно зависят от отборов. Причем эти зависимости выражаются достаточно сложными соотношениями. Вместе с тем очевидно, что предельные мощности турбин с отборами пара однозначно определяются ограничениями, наложенными на режим отдельных отсеков. При принятой в настоящей работе методике оптимизации режима работы ТЭС и расчета ее характеристики (см. гл. 5) эти ограничения учитываются в ходе расчета. Поэтому заблаговременное определение ограничений по мощности агрегата в целом не требуется.

Из рис. 4.8, 4.14—4.16 следует, что при $D_{\text{от}} > 0$ турбины с отборами пара могут развить мощность значительно выше номинальной. В то же время при очень больших значениях $D_{\text{от}}$ максимально допустимая мощность турбины может быть ниже номинальной.

Большинство советских турбин с отборами пара допускает при $0 < D_{\text{от}} < D_{\text{от}}^{\text{max}}$ повышение мощности до 15% сверх номинальной. Реализация этого возможна при наличии запаса производительности котлов. Кроме того,

работа с повышенной мощностью требует снижения реактивной мощности генератора, что не всегда возможно по условиям работы электрической сети. Поэтому окончательный вывод о целесообразности работы с предельными нагрузками может быть сделан только на этапе оптимизации режима ЭС (ОЭС).

Предельные нагрузки турбин (как конденсационных, так и с регулируемыми отборами пара) зависят также от параметров свежего пара, давлений в камерах отборов пара, температуры охлаждающей воды и др. Такие изменения необходимо учитывать путем построения характеристик турбины для реальных условий работы. При этом максимально допустимой является мощность турбины (отсека), соответствующая установленному заводом максимальному расходу пара. В частности, при высоких температурах охлаждающей конденсатор воды этот расход достигается при электрической нагрузке, меньшей номинальной. Наоборот, при низких температурах охлаждающей воды расход пара снижается, что позволяет увеличить мощность турбины сверх номинальной.

Предельная нагрузка турбины зависит также от ее состояния. Возможны занос солями проточной части, удаление отдельных ступеней лопаточного аппарата, загрязнение или неплотность конденсатора и т. п. Для учета вызываемых этим изменений максимальной нагрузки используются результаты эксплуатационных замеров или специальных испытаний.

4.9. ОПТИМАЛЬНОЕ РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ МОЩНОСТИ МЕЖДУ ТУРБОГЕНЕРАТОРАМИ, ПИТАЮЩИМИСЯ ОТ ОБЩЕГО ПАРОПРОВОДА, И РАСЧЕТ ХАРАКТЕРИСТИКИ ТУРБИННОЙ УСТАНОВКИ

Хотя в настоящее время строятся ТЭС только блочного типа, в эксплуатации все еще находится значительное число старых ТЭС, имеющих общие паропроводы. В этих случаях возникает необходимость на основе оптимального распределения нагрузок между турбогенераторами, получающими пар от общего паропровода, построить их эквивалентную расходную характеристику и ХОП, позволяющие рассматривать всю установку как эквивалентный турбогенератор. Порядок расчета [9] рассмотрим на примере ТЭС, имеющей два турбогенератора типа П-25 (станционные номера 1 и 2), работающих с постоянными отборами пара по 100 т/ч, и два турбогенератора типа К-50 (станционные номера 3 и 4). Расходные

характеристики турбогенераторов могут быть представлены следующими аналитическими выражениями, аналогичными (4.1):

$$Q_1=Q_2=230,87+11,23P+(13,62-11,23)(P-23,1)+ \\ + (13,74-13,62)(P-25,1); \quad (4.16)$$

$$Q_3=Q_4=26,82+10,94P+(12,57-10,94)(P-42,8). \quad (4.16a)$$

Мощность турбогенераторов 1 и 2 при заданных отборах может изменяться в пределах $11,3 \leq P \leq 32,2$ МВт, а турбогенераторов 3 и 4 — в пределах $0 \leq P \leq 51$ МВт.

Расчет ведем в форме табл. 4.4. Заполнение таблицы начинается с режима минимальной мощности (строка 1). В эту строку вписываются минимальные нагрузки турбины 1 и 2 (столбец 4) и 3 и 4 (столбец 8), а также рассчитанные по этим мощностям с помощью выражений (4.16) расходы тепла (столбцы 5 и 9). Умножая мощности и расходы тепла турбогенераторов каждого типа на их число, получаем суммарные мощности (столбцы 6 и 10) и расходы тепла (столбцы 7 и 11) однотипных турбогенераторов. Суммируя данные столбцов 6 и 8, получаем суммарную мощность установки. Сложением значений Q , приведенных в столбцах 7 и 11, получаем общий расход тепла (столбец 13) на турбоустановку.

Как видно из выражений (4.16), минимальный относительный прирост турбогенераторов 1 и 2 составляет $q=11,23$ ГДж/(МВт·ч), а турбогенераторов 3 и 4 — $10,94$ ГДж/(МВт·ч). Поэтому повышение нагрузки сверх минимальной производится за счет загрузки турбогенераторов 3 и 4 до излома расходной характеристики ($P=42,8$ МВт), следовательно, относительный прирост всей турбоустановки от минимальной нагрузки до очередного излома равен $10,94$ ГДж/(МВт·ч). Это значение и внесено в столбец 3 при режиме минимальной мощности. Это значение сохраняется при мощности каждого из турбогенераторов 3 и 4 до $42,8$ МВт (строка 2). Турбогенераторы 1 и 2 при этом продолжают работать с минимальной мощностью. Исходя из этого и заполняется строка 2 табл. 4.4. Дальнейшее увеличение мощности следует производить за счет турбогенераторов 1 и 2, имеющих $q=11,23$ ГДж/(МВт·ч). Следовательно, при режиме, определяемом строкой 2, происходит разрыв непрерывности ХОП, выражающийся в увеличении относительного прироста «скачком» (столбец 3). Аналогичным образом заполняются остальные строки табл. 4.4.

Описанный способ (см. также [53, 57]) позволяет построить расходные характеристики и ХОП турбинной установки для любого заранее заданного сочетания работающих конденсационных турбогенераторов, а также турбогенераторов с отборами пара при условии задания величин отборов пара от каждой турбины.

В [9] описана аналогичная методика построения эквивалентных ХОП и расходной характеристики турбинной установки для ТЭС, имеющей более сложную тепловую схему с предвключенными турбинами, однако описание путей применения методики для таких схем в настоящей книге не приводится, так как в этих случаях более целесообразно применять описанную в гл 5 методику комплексной оптимизации распределения электрических и тепловых нагрузок между агрегатами ТЭЦ, которая не требует предварительного эквивалентирования турбинных установок.

Т а б л и ц а 4.4 Расчет характеристик турбинной установки

Номер строки	Режим	q , ГДж/(МВт·ч)	Турбогенераторы 1 и 2				Турбогенераторы 3 и 4				Вся ТЭС, четыре машины	
			Одна машина		Две машины		Одна машина		Две машины			
			P , МВт	Q , ГДж/ч	P , МВт	Q , ГДж/ч	P , МВт	Q , ГДж/ч	P , МВт	Q , ГДж/ч	P , МВт	Q , ГДж/ч
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1	Минимальная мощность	10,94	11,3	357,8	22,6	715,6	0	26,8	0	53,6	22,6	769,2
2	1-й излом характеристики	10,94/11,23	11,3	357,8	22,6	715,6	42,8	494,4	85,6	988,8	108,2	1704,4
3	2-й излом характеристики	11,23/12,57	23,1	491,9	46,2	983,8	42,8	494,4	85,6	988,8	131,8	1972,6
4	3-й излом характеристики	12,57/13,62	23,1	491,9	46,2	983,8	51,0	599,2	102,0	1198,4	148,2	2182,2
5	4-й излом характеристики	13,62/13,74	25,1	517,5	50,2	1035,0	51,0	599,2	102,0	1198,4	152,2	2233,4
6	Максимальная мощность	13,74	32,2	615,1	64,4	1230,2	51,0	599,2	102,0	1198,4	166,4	2428,6

4.10. ОСОБЕННОСТИ РАСЧЕТА ХАРАКТЕРИСТИК ГИДРОАГРЕГАТОВ И ГИДРОСТАНЦИЙ

При оптимизации режимов гидростанций (ГЭС) и энергосистем, имеющих ГЭС, используются расходные характеристики гидроагрегатов $Q(P, H)$, а также их ХОП $q(P, H) = dQ/dP$, где Q — мгновенный (обычно секундный) расход воды; H — напор. Как расходные характеристики, так и ХОП строятся в виде семейства кривых $Q(P)$ и $q(P)$ для ряда постоянных напоров H .

Исходным материалом для построения указанных характеристик служат так называемые «универсальные» характеристики гидротурбин, которые строятся на основании испытаний моделей гидротурбин, производящихся при их проектировании, и натуральных испытаний уже выполненных турбин. Пример универсальной характеристики представлен на рис. 4.17. На рисунке, помимо кри-

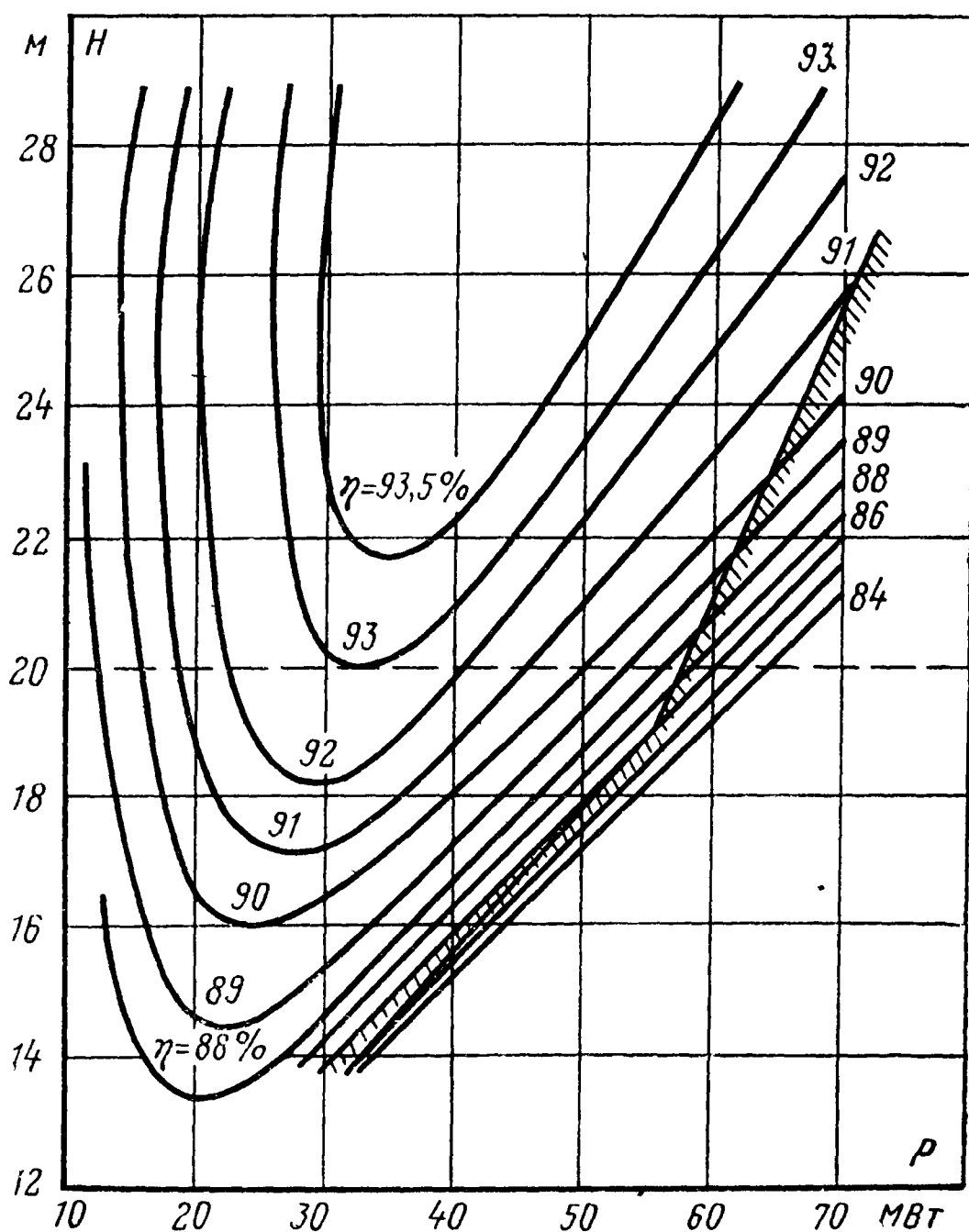


Рис. 4.17. Универсальная характеристика поворотно-лопастной гидротурбины.

вых $\eta(\bar{P})$, нанесена линия ограничения максимальной мощности агрегата. С помощью универсальной характеристики нетрудно построить характеристики КПД $\eta=f(P)$ для ряда заранее заданных напоров $H=\text{const}$, являющиеся основой дальнейших расчетов. В частности, с ее помощью можно определить расходную характеристику турбины, рассчитывая расход воды Q при нескольких мощностях P и постоянных напорах H по формуле

$$Q = \frac{1,02}{H} \frac{P}{\eta} 10^{-4}, \quad (4.17)$$

где Q — расход воды, $\text{м}^3/\text{с}$; P — мощность на валу турбины, МВт; H — напор, м; η — КПД.

В построенную таким образом расходную характеристику необходимо внести поправки на потери мощности в генераторе и потери напора в водоподводящих сооружениях. Порядок учета этих поправок показан в приведенном ниже примере.

Характеристику относительных приростов гидроагрегата принципиально можно получить численным дифференцированием расходной характеристики. Однако этот прием не рекомендуется прежде всего потому, что характеристики КПД гидротурбин имеют много общего с характеристиками КПД паровых котлов, рассмотренными в гл. 3. В частности, максимальные КПД гидротурбин высоки (близки к 90%). Соответственно малы потери в агрегатах. Кроме того, как показывают многочисленные исследования, характеристики потерь в гидроагрегатах являются выпуклыми. Поэтому по тем же соображениям, которые приводились в гл. 3 для паровых котлов, «сглаживание» точек, полученных из испытаний, и численное дифференцирование для расчета ХОП целесообразно производить для кривой потерь.

Использование кривой потерь облегчает также учет потерь напора в водоподводящих сооружениях и потерь мощности в электрическом генераторе.

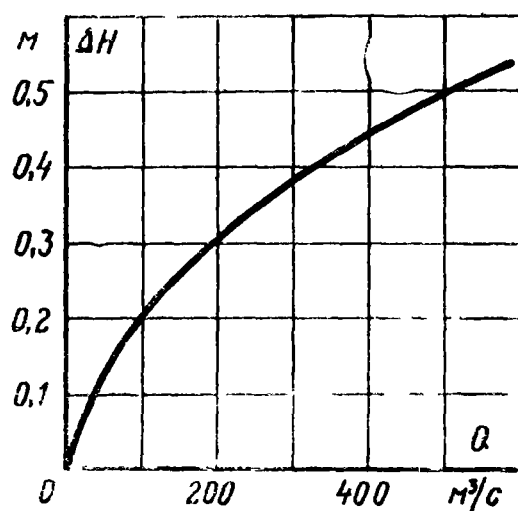


Рис. 4.18. Зависимость потерь напора ΔH в водоподводящих сооружениях от расхода воды Q в гидроагрегате

Т а б л и ц а 4.5 Р а с ч е т з а в и с и м о с т и п о т е р ь в г и д р о а г р е г а т е о т е

№ п/л	Параметр	Ном			
		1	2	3	4
1	Мощность турбины P_T , МВт	12,5	16,0	19,0	23,0
2	КПД турбины η_T , %	89,0	90,0	91,0	92,0
3	Потери в турбине π_T , МВт	1,55	1,78	1,88	2,00
4	КПД генератора η_G , %	94,0	94,8	95,4	95,9
5	Потери в генераторе π_G , МВт	0,75	0,83	0,87	0,94
6	Суммарные потери π_Σ , МВт	2,30	2,61	2,75	2,94
7	Мощность генератора P_G , МВт	11,75	15,17	18,14	22,06

Порядок расчета характеристик рассмотрим на примере гидроагрегата, универсальная характеристика турбины которого представлена на рис. 4.17. Кривая зависимости потерь напора в водоподводящих сооружениях приведена на рис. 4.18. Расчет произведем для напора $H=20$ м.

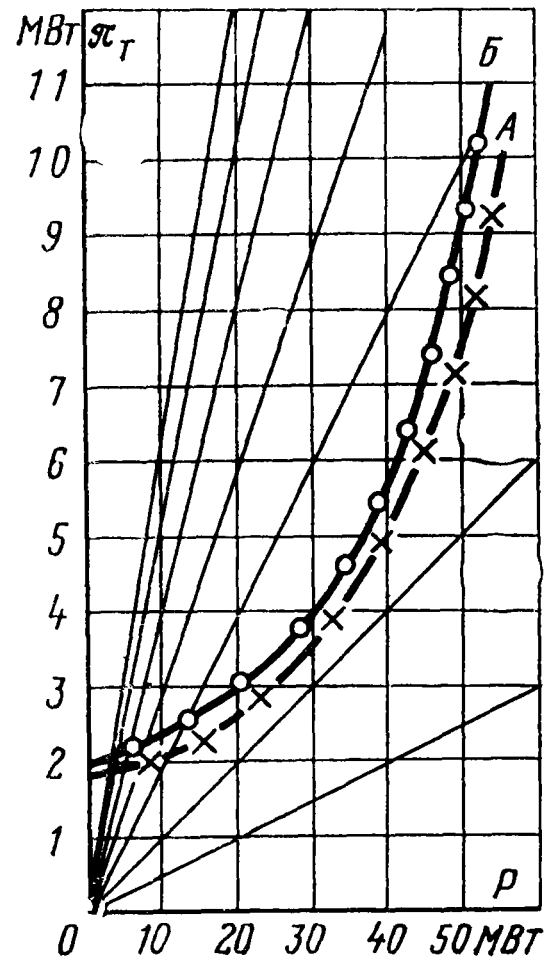


Рис. 4.19. Зависимость потерь в гидроагрегате от нагрузки и графическое дифференцирование кривой потерь при напоре $H=20$ м.
А — кривая без учета потерь напора в водоподводящих сооружениях; Б — то же с учетом потерь; × — точки кривой потерь, найденные путем расчета; О — точки касания прямых, параллельных лучам.

Расчет начинается с определения потерь в гидроагрегате. Результаты расчета сведены в табл. 4.5.

Строка 2 табл. 4.5 заполнена по кривым рис. 4.17 при $H=20$ м. Значения π_T в строке 3 вычислены по формуле, аналогичной (3.56), т. е.

$$\pi_T = \frac{100 - \eta_T}{\eta_T} P_T. \quad (4.18)$$

Значения КПД генератора (строка 4) взяты по данным завода-изготовителя.

Строка 6 получена суммированием строк 3 и 5, а строка 7 вычитанием из P_T (строка 1) значений π_T (строка 5). Строки 6, 7 табл. 4.5 дают возможность построить характеристику потерь π_Σ (P_G), показанную на рис. 4.19 (кривая А).

В данном случае расчетные точки хорошо ложатся на плавную кривую. При наличии разброса необходимо производить сглаживание с учетом требования сохранения выпуклости кривой А.

Дальнейший расчет приведен в табл. 4.6. Порядок его выполнения изложен ниже.

Задаемся рядом значений мощности генератора (строка 1) и определяем их кривой А на рис. 4.19 соответствующие значения потерь π_Σ (строка 2). Далее по

МОЩНОСТИ

режима						
5	6	7	8	9	10	11
32,5	41,0	46,0	50,0	53,0	55,5	57,0
93,0	92,0	91,0	90,0	89,0	88,0	87,5
2,45	3,57	4,55	5,55	6,55	7,55	8,15
96,6	96,7	96,7	96,7	96,7	96,7	96,7
1,10	1,35	1,52	1,65	1,75	1,83	1,88
3,55	4,92	6,07	7,20	8,30	9,38	10,33
21,40	39,65	44,48	48,35	51,25	53,67	55,12

формуле

$$Q = \frac{1,02}{H} (P_r + \pi_{\Sigma}), \tag{4.19}$$

которая непосредственно вытекает из (4.18), находим расход воды Q (строка 3). По этим значениям из кривой рис. 4.18 находим и заносим в строку 4 потери напора ΔH . Эти потери напора обуславливают при том же расходе воды снижение мощности агрегата, т. е. дополнительные потери мощности π_n , равные

$$\pi_n = \frac{\partial P}{\partial H} \Delta H. \tag{4.20}$$

Для определения производной $\partial P / \partial H$ выразим мощность P из (4.17) следующим образом:

$$P = 0,98 \cdot 10^{-4} Q H \eta.$$

Дифференцируя это выражение по H при $Q = \text{const}$, получаем:

$$\frac{\partial P}{\partial H} = 0,98 \, Q \left(\eta + H \frac{\partial \eta}{\partial H} \right) 10^{-4}.$$

Т а б л и ц а 4.6 Расчет расходной характеристики гидроагрегата

№ п/п	Наименование параметра	Значение параметра					
1	Мощность генератора P , МВт	10,00	20,00	30,00	40,00	50,00	55,00
2	Потери π_{Σ} , МВт	2,30	2,80	3,45	5,00	7,50	10,00
3	Расход воды Q , м³/с	62,8	116	171	230	294	331
4	Потери напора ΔH , м	0,15	0,23	0,29	0,34	0,39	0,41
5	Дополнительные потери мощности π_n , МВт	0,09	0,27	0,50	0,78	1,14	1,36
6	Мощность P_r с учетом потерь напора, МВт	9,91	19,73	29,50	39,22	48,86	53,64
7	Общие потери π , МВт	2,99	3,07	3,95	5,78	8,64	11,36

Производившиеся для турбин разных типов расчеты $\frac{\partial \eta}{\partial H}$ [выполнены путем численного дифференцирования кривых $\eta(H)$] показали, что величина $\eta + H \frac{\partial \eta}{\partial H}$ всегда очень близка к 100. Поэтому

можно положить:

$$\pi_H \approx Q \Delta H \cdot 10^{-2}. \quad (4.21)$$

По этой формуле и вычислены значения π_H , приведенные в строке 5 табл. 4.6. Данные, приведенные в строке 6, получены вычитанием значений строки 5 из строки 1. Строка 7 заполняется путем сложения значений, приведенных в строках 2 и 5.

По данным, приведенным в строках 6 и 7, построена кривая Б на рис. 4.19.

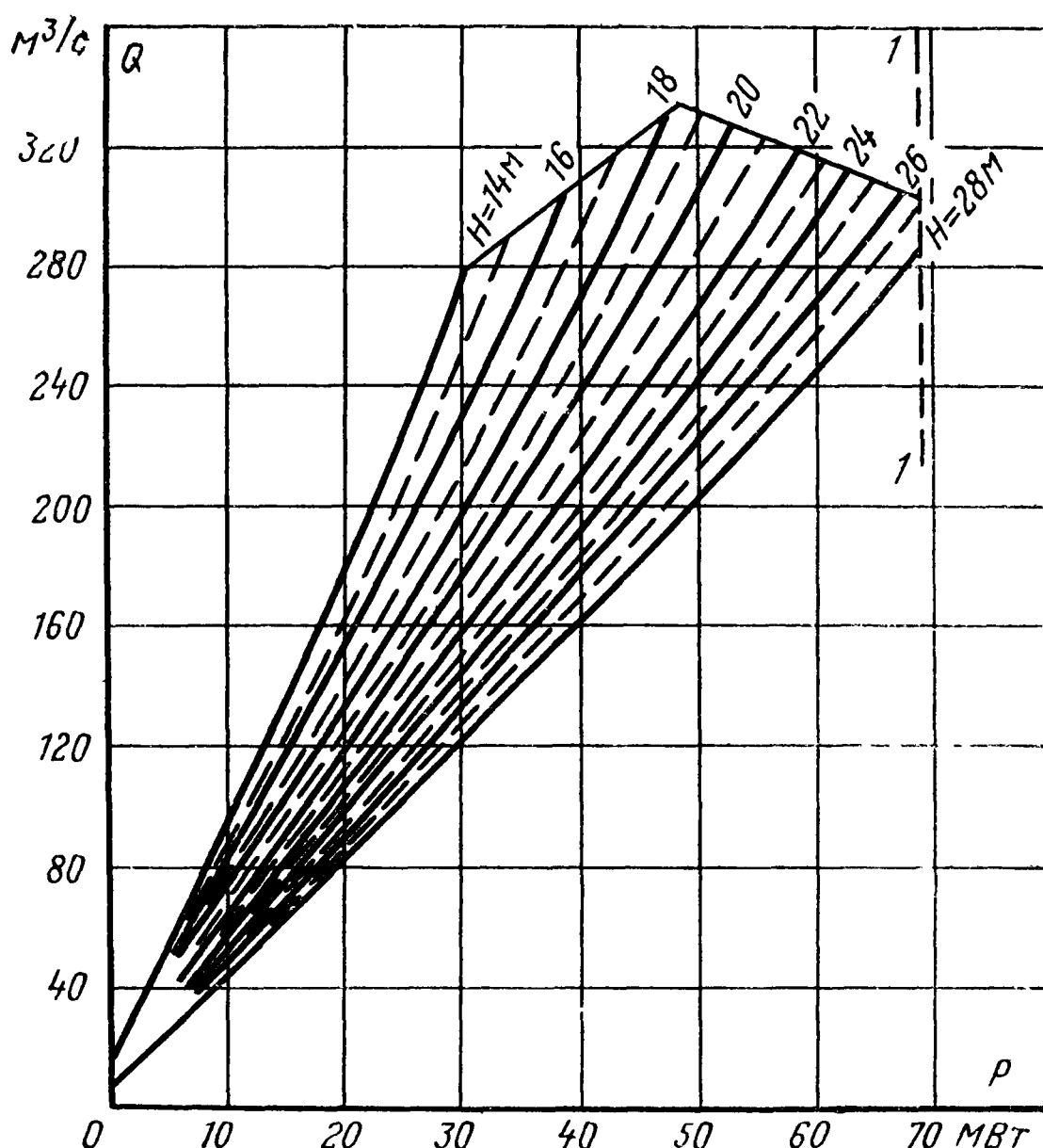


Рис. 4.20. Расходные характеристики гидроагрегата при различных значениях напора.

Данные строк 3 и 6 определяют искомую расходную характеристику турбины. На основании аналогичных расчетов для других напоров построено семейство расходных характеристик для разных напоров, приведенное на рис. 4.20. На расходных характеристиках нанесены линии ограничения максимальной мощности агрегата. Они построены на основании соответствующих линий, показанных на универсальных характеристиках. Кроме того, на рис. 4.20 показана линия 1—1 предельной кажущейся мощности генератора, составляющей в данном случае $55/0,80=69$ МВ·А (номинальная мощность генератора 55 МВт при $\cos \varphi=0,8$). Эта вели-

Рис. 4.21. Характеристики относительных приростов гидроагрегата при различных значениях напора.

чина определяет наибольшую нагрузку гидроагрегата без перегрузки генератора, поскольку реактивная мощность может быть получена от других источников. Следует заметить, что при построении характеристик гидроагрегатов эту возможность часто не учитывают и неправильно проводят линию ограничения мощности по генератору, исходя из его номинальной активной мощности.

Характеристики относительных приростов гидроагрегатов строятся путем численного (графического) дифференцирования кривой потерь, учитывающей потери в водоподводящих сооружениях (кривая Б на рис. 4.19). Методы численного дифференцирования ничем не отличаются от рассмотренных в гл. 3 для расчета ХОП котлов и потому не описываются.

Построенное описанным путем семейство ХОП рассматриваемого гидроагрегата при различных напорах представлено на рис. 4.21. Так же, как и на расходных характеристиках, на всех ХОП отмечены предельные мощности агрегата.

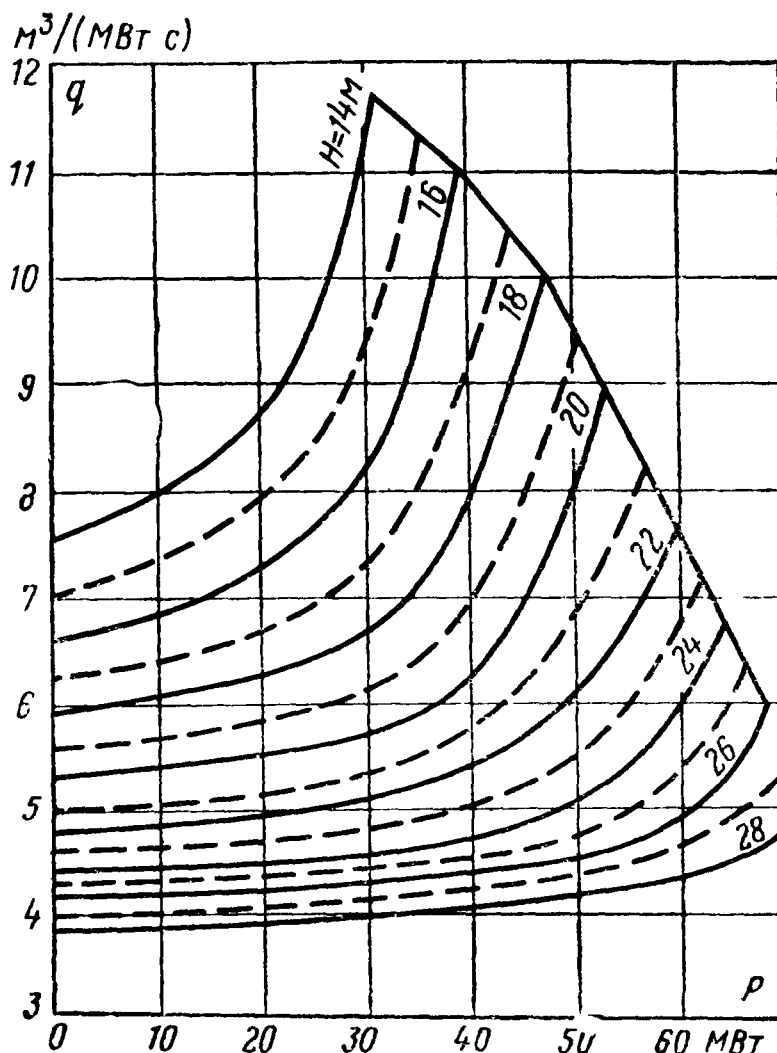
Характеристики всей ГЭС при заданном числе работающих агрегатов нетрудно построить, исходя из принципа равенства относительных приростов, тем же путем, что и характеристики котельной установки (гл. 3).

Однако для ГЭС необходимо строить характеристику не для постоянного, а для изменяющегося при изменении мощности и напора состава включенных агрегатов.

Глава пятая

РАСЧЕТ ОПТИМАЛЬНОГО РЕЖИМА И ЭКВИВАЛЕНТНЫХ ХАРАКТЕРИСТИК ТЕПЛОВЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ (ТЭС)

Расчеты оптимального режима ТЭС являются основой для определения оптимального внутриванционного режима (т. е. распределения между агрегатами ТЭС заданных суммарных электрической мощности и тепловых нагрузок). Вместе с тем на их основании определяются



расходные характеристики и ХОП станций, необходимые для оптимизации режима ЭС и ОЭС. Методика оптимизации в обоих случаях принципиально может быть одинаковой. Однако при расчете эквивалентных характеристик ТЭС допустим упрощенный учет некоторых особенностей тепловой схемы ТЭС (схемы регенерации, возврата конденсата тепловыми потребителями), а также индивидуальных особенностей отдельных агрегатов, которые оказывают малое влияние на характеристику ТЭС в целом. При оптимизации внутростанционного режима эти обстоятельства желательно учитывать подробнее.

В настоящей работе рассматривается методика, предназначенная прежде всего для расчета эквивалентных характеристик ТЭС. Вместе с тем результаты этих расчетов в большинстве случаев с относительно небольшими погрешностями можно использовать и для назначения оптимального внутростанционного режима.

5.1. РАСЧЕТ РАСХОДНОЙ ХАРАКТЕРИСТИКИ И ХОП КОНДЕНСАЦИОННОЙ СТАНЦИИ

Основой для расчета характеристик конденсационной станции являются расходные характеристики $B(Q_K)$ и $Q(P_T)$ и эквивалентные ХОП $b(Q_K)$ и $q(P_T)$ соответственно котельной и турбинной установок. Здесь под котельной или турбинной установками понимается группа котлов или турбин, связанная с коллектором острого пара одного давления.

Принципы и основы методики построения расходных характеристик и эквивалентных ХОП котельной и турбинной установок изложены в § 2.2. При построении ХОП котельной установки используется принцип равенства относительных приростов; расчет ХОП турбинной установки опирается на правило поочередной загрузки турбоагрегатов по мере возрастания их относительных приростов или на правило загрузки по клапанам (см. § 4.9).

Более подробно методика построения эквивалентных ХОП и расходных характеристик котельной и турбинной установок приведена в [8, 9].

При построении характеристики турбинной установки в ее расход тепла Q^*_T необходимо включать потери тепла в паропроводах. Обычно эти потери учитываются вве-

дением коэффициента теплового потока $k_{\Pi}=1,03-1,05$, что дает:

$$Q_{\text{т}}=k_{\Pi}Q_{\text{т}}^*; \quad (5.1)$$

$$q_{\text{т}}=\partial Q_{\text{т}}/\partial P=k_{\Pi}q_{\text{т}}^*; \quad (5.1a)$$

где $Q_{\text{т}}^*$ и $q_{\text{т}}^*$ вычислены без учета потерь тепла.

Расчет любой точки расходной характеристики и ХОП основан на очевидном равенстве $Q_{\text{к}}=Q_{\text{т}}$. Это позволяет, задаваясь произвольным значением P , определить из расходной характеристики турбинной установки $Q_{\text{т}}=Q_{\text{к}}$ и, следовательно, из расходной характеристики котельной установки (или путем интегрирования ее ХОП) соответствующую величину B .

Для определения относительного прироста ТЭС используется следующее выражение:

$$b=\frac{dB}{dP}=\frac{dB}{dQ_{\text{к}}}\frac{dQ_{\text{т}}}{dP}=b_{\text{к}}q_{\text{т}}. \quad (5.2)$$

Определение $b_{\text{к}}$ и $q_{\text{т}}$ по характеристикам котельной и турбинной установок по найденным выше значениям $Q_{\text{к}}$ и $Q_{\text{т}}$ затруднений не вызывает.

Рассчитывая описанным образом несколько значений B и b при различных мощностях P , нетрудно построить расходную характеристику ТЭС $B(P)$ и ее ХОП $b(P)$. Несколько сложнее найти значения максимальной и минимальной мощностей ТЭС P^{min} и P^{max} , определяющие диапазон, в котором характеристика действительна.

Для определения минимальной мощности необходимо сравнить значения минимального расхода тепла котельной $Q_{\text{к}}^{\text{min}}$ и турбинной $Q_{\text{т}}^{\text{min}}$ установок.

Если $Q_{\text{т}}^{\text{min}} > Q_{\text{к}}^{\text{min}}$, то минимальная мощность ТЭС определяется минимальной мощностью турбинной установки. Если $Q_{\text{т}}^{\text{min}} < Q_{\text{к}}^{\text{min}}$, то минимальная мощность ТЭС определяется из расходной характеристики турбинной установки при значении $Q_{\text{т}}=Q_{\text{к}}^{\text{min}}$.

Аналогичным образом определяется и максимальная мощность ТЭС P^{max} .

Характеристика относительных приростов турбинной установки представляется рядом участков прямых, параллельных оси абсцисс, с разрывами непрерывности, соответствующими точкам излома расходной характери-

стики. Каждому участку ХОП турбинной установки, имеющему $q=\text{const}$, соответствует участок ХОП всей ТЭС с возрастающим по мере увеличения мощности (вследствие увеличения относительного прироста котельной b_k) значением b . Разрывы непрерывности в ХОП станции будут при тех же электрических мощностях, что и в ХОП турбинной установки.

Описанная методика позволяет рассчитать характеристики ТЭС с одним общим коллектором острого пара. Расчет характеристик блока является частным случаем рассмотренной выше задачи: котельная и турбинная установки в этом случае состоят из одного агрегата каждая, и построение эквивалентных характеристик не требуется.

В случае блочной ТЭС или ТЭС с несколькими давлениями острого пара построение эквивалентных характеристик ТЭС производится на основании характеристик блоков или отдельных частей, причем распределение нагрузок между блоками или отдельными частями станции производится в соответствии с правилом равенства относительных приростов (см. § 2.2).

Для ТЭЦ использовать описанную методику можно, если тепловые нагрузки каждой турбины фиксированы, т. е. если распределение тепловых нагрузок между ними заранее задано. Однако такое задание, как правило, не соответствует оптимальному режиму. Как показано ниже, оптимальный режим ТЭЦ может быть найден только на основе комплексной оптимизации по электрической и тепловой нагрузкам.

5.2. ВЫБОР ОСНОВ МЕТОДИКИ КОМПЛЕКСНОЙ ОПТИМИЗАЦИИ РЕЖИМА ТЭЦ ПО ЭЛЕКТРИЧЕСКИМ МОЩНОСТЯМ И ТЕПЛОВЫМ НАГРУЗКАМ

При оптимизации режима ТЭЦ необходимо наивыгоднейшим образом распределить между агрегатами не только электрические, как в § 5.1, но и тепловые нагрузки. Представляется очевидным, что оптимальное распределение нагрузок необходимо производить между всеми основными агрегатами ТЭЦ [турбины всех видов, энергетические и водогрейные котлы, редуционно-охлаждающие установки (РОУ) и т. п.]. Критерием оптимальности является минимум суммарного расхода условного топлива (или издержек на топливо) в энергосистеме,

включая данную ТЭЦ. Кроме того, необходимо определить также расходную характеристику и ХОП станции, необходимые для оптимизации на уровне ЭС (ОЭС). Для этого оптимизацию приходится производить для нескольких режимов, при которых суммарная электрическая мощность ТЭЦ и ее относительные приросты различны.

Вывод условий оптимальности режима ТЭЦ для простой схемы. Сформулированная выше задача является весьма сложной. Поэтому все предложенные до настоящего времени методы ее решения содержат те или иные упрощения. Для возможности их оценки и выбора наиболее обоснованного и перспективного метода решения выведем условия оптимальности для частного случая ТЭЦ, состоящей из трех энергоблоков, схема которой показана на рис. 5.1. При выводе этих условий ограничения в виде неравенств учитывать не будем.

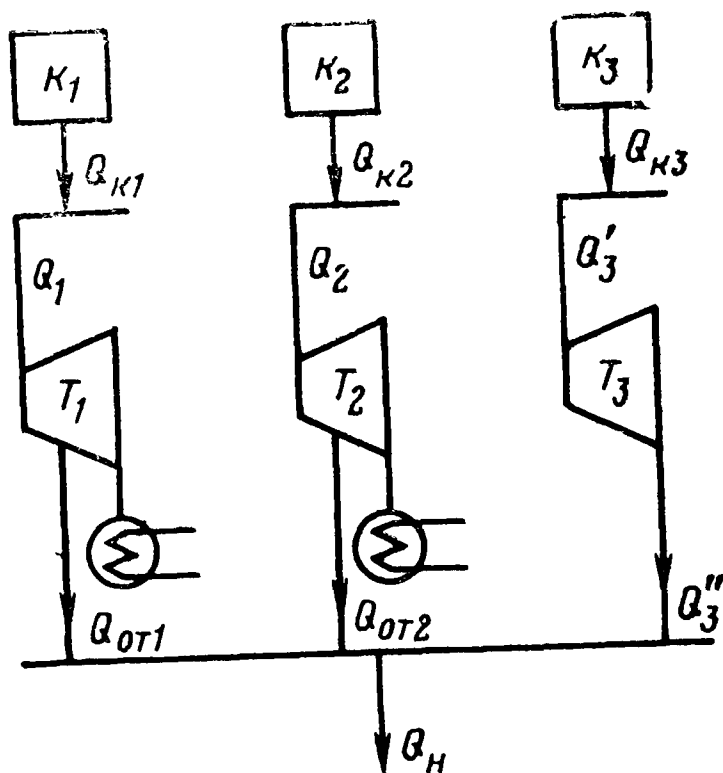


Рис. 5.1. Тепловая схема ТЭЦ.

Как показано в гл. 4, в общем виде расходную характеристику турбоагрегата с n регулируемыми отборами можно записать следующим образом:

$$Q_T = f(P, Q_{OT1}, \dots, Q_{OT,n}), \quad (5.3)$$

где P — электрическая мощность; $Q_{OT1} — Q_{OT,n}$ — отборы тепла.

Конкретная форма задания функции f может быть различна. В частности, ее можно описать графически (диаграммы режимов), аппроксимировать полиномами и т. д. На настоящем этапе изложения эта форма не имеет значения.

Турбину с противодавлением T_3 опишем двумя расходными характеристиками: на входе $Q'_3 = f(P_3)$ и на выходе (выхлопе) $Q''_3 = f(P_3)$.

При оптимизации по критерию минимума расхода условного топлива минимизируемая функция в общем

случае (не только для схемы на рис. 5.1) имеет следующий вид:

$$B = \sum_{j \in r} B_{к, j} + B_c, \quad (5.4)$$

где $B_{к, j}$ — часовой расход условного топлива j -го котла данной (r -й) ТЭЦ; B_c — часовой расход условного топлива остальной энергосистемы.

В случае оптимизации по критерию минимума издержек все $B_{к, j}$ и B_c необходимо умножить на соответствующие цены условного топлива.

При оптимизации учитывается условие баланса мощностей в энергосистеме, имеющее для данного примера вид (потери в сети и расход на собственные нужды не учитываем):

$$\varphi_c = \sum_{i \in r} P_{т, i} + P_c - P_n = 0, \quad (5.5)$$

где $P_{т, i}$ — мощности турбогенераторов данной ТЭЦ; P_c — суммарная мощность остальных ТЭС ЭС; P_n — суммарная нагрузка потребителей ЭС.

Необходимо также учесть условие баланса тепловых нагрузок по паропроводу (коллектору) отбираемого пара

$$\varphi_Q = Q_{от1} + Q_{от2} + Q''_3 - Q'_n = 0, \quad (5.5a)$$

где $Q_{от1}$ и $Q_{от2}$ — отборы тепла от турбин T_1 и T_2 ; Q''_3 — расход тепла на выходе турбины с противодавлением; Q'_n — нагрузка тепловых потребителей.

Ограничения в форме неравенств учитывать не будем. Тогда целевая функция примет следующий вид:

$$F = \sum_{j \in r} B_{к, j} + B_c + \gamma_c \varphi_c + \gamma_Q \varphi_Q, \quad (5.6)$$

где γ_c и γ_Q — множители Лагранжа.

Примем в качестве независимых переменных электрические мощности и нагрузки отборов турбин T_1 и T_2 , т. е. P_1 , P_2 , $Q_{от1}$ и $Q_{от2}$, суммарную мощность прочих ТЭС ЭС P_c , а также отдачу тепла турбины T_3 Q'_3 .

Для вывода условий оптимальности вычислим частные производные функции F по указанным независимым переменным. При этом учтем, что в соответствии с тепловой схемой (рис. 5.1) $Q_{к1} = Q_1$, $Q_{к2} = Q'_2$ и $Q_{к3} = Q'_3$ (коэффициент теплового потока может быть учтен в характеристиках турбин).

Для принятой (блочной) схемы частные производные целевой функции по независимым переменным P_1 и $Q_{от1}$ принимают следующий вид:

$$\frac{\partial F}{\partial P_1} = \frac{dB_{K1}}{dQ_{K1}} \frac{\partial Q_1}{\partial P_1} + \gamma_c \frac{\partial \varphi_c}{\partial P_1} = b_{K1} q_1 + \gamma_c;$$

$$\frac{\partial F}{\partial Q_{от1}} = \frac{dB_{K1}}{dQ_{K1}} \frac{\partial Q_1}{\partial Q_{от1}} + \gamma_Q \frac{\partial \varphi_Q}{\partial Q_{от1}} = b_{K1} q_{от1} + \gamma_Q.$$

Аналогичный вид имеют и частные производные $\frac{\partial F}{\partial P_2}$ и $\frac{\partial F}{\partial Q_{от2}}$. Для турбины с противодавлением T_3 нужно вычислить только одну производную по отдаче тепла:

$$\frac{\partial F}{\partial Q''_3} = \frac{dB_{K3}}{dQ_{K3}} \frac{\partial Q'_3}{\partial P_3} \frac{\partial P_3}{\partial Q''_3} + \gamma_c \frac{\partial P_3}{\partial Q''_3} + \gamma_Q =$$

$$= b_{K3} \frac{q'_3}{q''_3} + \gamma_c \frac{1}{q''_3} + \gamma_Q.$$

Частная производная от функции F по мощности остальных электростанций энергосистемы равна:

$$\frac{\partial F}{\partial P_c} = \frac{dB_c}{dP_c} + \gamma_c \frac{\partial \varphi_c}{\partial P_c} = b_c + \gamma_c,$$

где b_c — относительный прирост остальных станций энергосистемы (кроме рассматриваемой ТЭС).

Приравняем нулю полученные частные производные целевой функции:

$$\frac{\partial F}{\partial P_1} = b_{K1} q_1 + \gamma_c = 0;$$

$$\frac{\partial F}{\partial Q_{от1}} = b_{K1} q_{от1} + \gamma_Q = 0;$$

$$\frac{\partial F}{\partial Q''_3} = b_{K3} \frac{q'_3}{q''_3} + \gamma_c \frac{1}{q''_3} + \gamma_Q = 0;$$

$$\frac{\partial F}{\partial P_c} = b_c + \gamma_c = 0.$$

Из последнего равенства следует, что $b_c = -\gamma_c$. С учетом этого получим после простых преобразований следующие условия оптимальности режима:

$$b_{K1} q_1 = b_{K2} q_2 = b_c; \quad (5.7)$$

$$b_{K1} q_{от1} = b_{K2} q_{от2} = \frac{1}{q''_3} (b_{K3} q'_3 - b_c). \quad (5.7a)$$

Заметим, что при отсутствии нарушений ограничений в форме неравенств условия (5.7) являются вполне строгими.

Условие (5.7) определяет порядок распределения электрических мощностей между энергоблоками в соответствии с известным принципом равенства относительных приростов (а если равенство недостижимо, то в порядке возрастания относительных приростов). Условие (5.7а) определяет порядок распределения тепловых нагрузок между отборами турбин T_1 и T_2 и выхлопом турбины T_3 .

Краткий обзор упрощенных методов, применяемых для оптимизации режима ТЭЦ. Как уже указывалось, все предложенные до настоящего времени методы решения поставленной задачи содержат существенные упрощения. Большинство этих упрощений сводится к рассмотрению режима только турбинной установки без учета влияния котлов (как энергетических, так и пиковых водогрейных).

Например, в [68] рассматривается частный случай питания всех турбин от общей котельной установки. В этом случае распределение нагрузок между турбоагрегатами не зависит от режима работы энергетических котлов и задачу можно решать, исходя из критерия минимума суммарного расхода тепла турбинной установкой. При этом задача упрощается, и для ее решения удастся применить метод динамического программирования, облегчающий учет ограничений и дающий возможность учесть также невыпуклость расходных характеристик турбин, не прибегая к их линеаризации (см. § 2.3).

В ряде работ в такой же постановке решается задача оптимизации режима ТЭЦ, имеющей турбины на различные начальные параметры пара, питающиеся от разных котлов. Нетрудно видеть, что решение задачи в такой постановке принципиально не может обеспечить определение оптимального режима, поскольку при этом не учитываются относительные приросты котлов, которые согласно (5.7) оказывают существенное влияние на распределение электрических и тепловых нагрузок. Особенно существенно влияние относительных приростов котлов на оптимальный режим в случаях, когда некоторые из котлов используют лимитированные виды топлива, для учета дефицитности которых должны вводиться

множители Лагранжа λ_i . В этих случаях значения относительных приростов различных котлов могут отличаться в 2 раза и более. Режим, определяемый путем оптимизации только турбинной установки, в ряде случаев может не удовлетворять и условиям допустимости (если работающие котлы не могут покрыть нагрузку турбины).

На практике наибольшее распространение получили еще более упрощенные методы, разрабатываемые для расчетов вручную при нормировании удельных расходов условного топлива ТЭС. Они основаны на правиле первоочередной загрузки отборов турбин, имеющих наибольшую удельную выработку электроэнергии на тепловом потреблении $W_{тф}$ [см. формулу (4.5)]. Найденное на основе этого правила распределение тепловых нагрузок между агрегатами обеспечивает оптимальный режим ТЭЦ при работе ее по тепловому графику с минимальной электрической мощностью.

При работе по электрическому графику дополнительная электрическая мощность распределяется между турбоагрегатами в порядке возрастания относительных приростов расхода тепла на выработку электроэнергии по конденсационному циклу $q_{кн}$ [см. формулу (4.6)]. Распределение тепловых нагрузок при изменении электрических не меняется. Влияние экономичности котлов на оптимальный режим, а также режимные ограничения не учитываются.

Очевидно, что рассмотренные выше недостатки методов, предусматривающих оптимизацию режима только турбинной установки, целиком относятся и к рассматриваемому методу. Кроме того, этот метод вообще не имеет строгого обоснования, и его применение может вызвать существенный перерасход топлива даже в случаях, когда все турбины питаются от общей котельной. В частности, из рассмотрения выражений (5.7) следует, что даже при одинаковых $b_{к,2}$ оптимальное распределение электрических мощностей определяется полными относительными приростами расхода тепла q_1 , а не относительными приростами $q_{кн}$, а оптимальное распределение тепловых нагрузок — относительными приростами $q_{от,1}$, а не удельными выработками на тепловом потреблении $\omega_{тф}$.

Чтобы дать представление о вызываемых применением этого метода погрешностях, на рис. 5.2,а представлены расходные харак-

теристики турбинной установки, состоящей из двух турбин № 1 ПТ-60-130/13, работающей в режиме Т, и № 2 Т-25 при суммарном отборе тепла $Q_{от\sum} = 294$ ГДж/ч. В основу расчета положены нормативные характеристики этих турбин, разработанные Союзтехэнерго. Согласно этим характеристикам турбина ПТ-60 имеет значительно большую удельную выработку электроэнергии на тепловом потреблении $w_{тф}$, чем турбина Т-25. Поэтому согласно рассмотренному правилу ее отбор должен загружаться в первую очередь. Такому распределению отборов соответствует суммарная расходная характеристика 2 (рис. 5.2,а), построенная для случая, когда при всех электрических нагрузках отбор от турбины № 1 составляет 252 ГДж/ч, а от турбины № 2 оставшиеся 42 ГДж/ч.

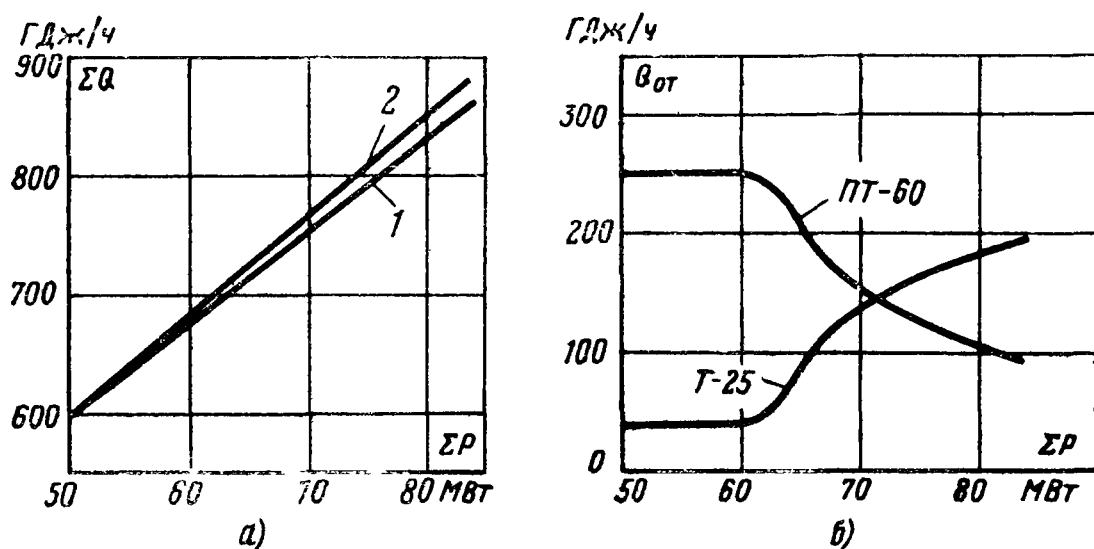


Рис. 5.2. Пример распределения тепловых нагрузок между турбинами.

а — расходные характеристики турбинной установки с турбинами ПТ-60-230/13 и Т-25 при оптимальном распределении тепловых нагрузок (кривая 1) и при распределении исходя из максимума выработки на тепловом потреблении (кривая 2); б — зависимость оптимального распределения тепловой нагрузки от суммарной электрической мощности.

На рис. 5.2,а (прямая 1) показана расходная характеристика той же турбинной установки при оптимальном распределении отборов между турбинами, найденном по методике, изложенной в § 5.3. Как видно из рис. 5.2,б, принятое при построении прямой 2 правило первоочередной загрузки отбора турбины № 1 соответствует оптимальному режиму только при работе по тепловому графику (с минимальной электрической мощностью). По мере увеличения электрической нагрузки установки становится выгодным перераспределение отборов, и при максимальной электрической мощности оптимальной является полная загрузка отбора турбины № 2 (до $Q_{от2} = 197$ ГДж/ч). Турбина № 1 покрывает при этом оставшуюся часть тепловой нагрузки ($Q_{от1} = 97$ ГДж/ч). Сохранение при полной электрической мощности того же распределения тепловых нагрузок, что и при работе по теплофикационному графику ($Q_{от2} = 42$ ГДж/ч), как видно из рис. 5.2, приводит к увеличению суммарного расхода тепла турбинной установкой от 864,4 ГДж/ч (прямая 1) до 880 ГДж/ч (прямая 2), т. е. на 1,8%.

Ситуация, когда первоочередная загрузка отбора турбины, имеющего большую величину $w_{тф}$, невыгодна,

встречается весьма часто в случаях, когда для сохранения заданной электрической нагрузки необходимо загрузить «конденсационный хвост» неэкономичной турбины.

Из изложенного следует, что рассмотренные упрощенные приемы не обеспечивают нахождения не только оптимального, но даже допустимого режима. Поэтому методы, рассматриваемые в данной работе ниже, исходят из постановки задачи, изложенной в начале § 5.2. Вместе с тем и в настоящей работе при решении задачи допущены упрощения, выражающиеся в неучете зависимости параметров пара в отборах турбин от режима. Эти упрощения не носят принципиального характера и могут быть впоследствии устранены. Пути уточнения решения изложены в § 5.4.

5.3. КОМПЛЕКСНАЯ ОПТИМИЗАЦИЯ РЕЖИМА ТЭЦ ПРИ НЕУЧЕТЕ ЗАВИСИМОСТИ ПАРАМЕТРОВ ПАРА ОТ РЕЖИМА

Ввиду отмечавшейся уже сложности задачи изложение метода ее решения начнем с упрощенной постановки, состоящей в неучете зависимости параметров пара в отборах от режима. Постоянные, не зависящие от режима отклонения параметров пара от номинальных, могут быть учтены при построении исходных характеристик агрегатов.

Математическая модель турбины. Методика оптимизации режима ТЭЦ и ее реализация на ЭВМ в значительной мере определяются принятым способом описания характеристик турбоагрегатов, т. е. их математической моделью.

Как показано в гл. 4, в настоящее время разработаны и используются три основные формы характеристик турбины — диаграмма режимов, энергетические характеристики и характеристики отсеков. Формулу (5.3) можно рассматривать как один из возможных видов аналитического выражения диаграммы режимов.

Для целей оптимизации режимов большое значение имеет учет режимных ограничений. При использовании диаграммы режимов этот учет сопряжен с существенными затруднениями, так как при всем этом ограничения являются функциональными: предельно допустимые мощность турбины, любой отбор пара являются функцией других переменных. При разных режимах эти

функциональные зависимости различны (см. линии 1—3 на рис. 4.8, а также ограничивающую линию нижнего квадранта рис. 4.9).

Энергетические уравнения вообще не содержат информации, необходимой для учета ограничений.

В этом отношении большое преимущество имеет представление турбины в виде каскадного соединения ее отсеков. При этом (с учетом допущения о неизменности параметров пара в отборах) каждое ограничение может быть задано одним числом — предельной мощностью или предельным расходом тепла или пара на входе в отсек или выходе из него.

Вместе с тем все характеристики турбины однозначно определяются через характеристики отсеков, и потому использование последних не вносит каких-либо погрешностей в расчет (за исключением погрешностей от неучета изменений параметров пара в отборах, которые, как показано в § 5.4, могут быть при некотором усложнении методики исключены).

Наконец, как показано в § 4.7, характеристики отсеков можно получить по диаграмме режимов или по энергетическому уравнению турбины, что исключает затруднения с получением исходной информации для турбин старых типов или иностранных марок, для которых данные о характеристиках отсеков могут отсутствовать.

Ввиду изложенного описываемая ниже методика основана на использовании в качестве исходной информации о турбинах характеристик их отсеков во всех случаях независимо от того, какой исходной информацией располагает ТЭС (ЭС). Дополнительным преимуществом такого решения является возможность использования во всех случаях одной и той же методики и программы для ЭВМ.

В настоящем параграфе не учитываются изменения параметров пара в отборах при изменении режима. Поэтому отсеки с противодавлением описываются двумя расходными характеристиками $Q'(P)$ и $Q''(P)$ и двумя ХОП $q'(P)$ и $q''(P)$ без каких-либо поправок. Расход тепла на входе в агрегат обозначим индексом штрих вверху, расход тепла на выходе — индексом два штриха вверху. Погрешности, возникающие при таком представлении турбины, близки к возникающим при пользовании диаграммами режимов, но, по-видимому, меньше, чем

при пользовании энергетическим уравнением (если характеристики отсеков получены из испытаний).

Эквивалентная тепловая схема ТЭЦ, соответствующая поставленной задаче, должна отображать только главные соединения по пару между основными агрегатами. Пример такой схемы представлен на рис. 5.3. Ввиду того, что водяные магистрали и связанные с ними аппараты (подогреватели, бойлеры и т. п.) не рассматриваются, возможность перераспределения нагруз-

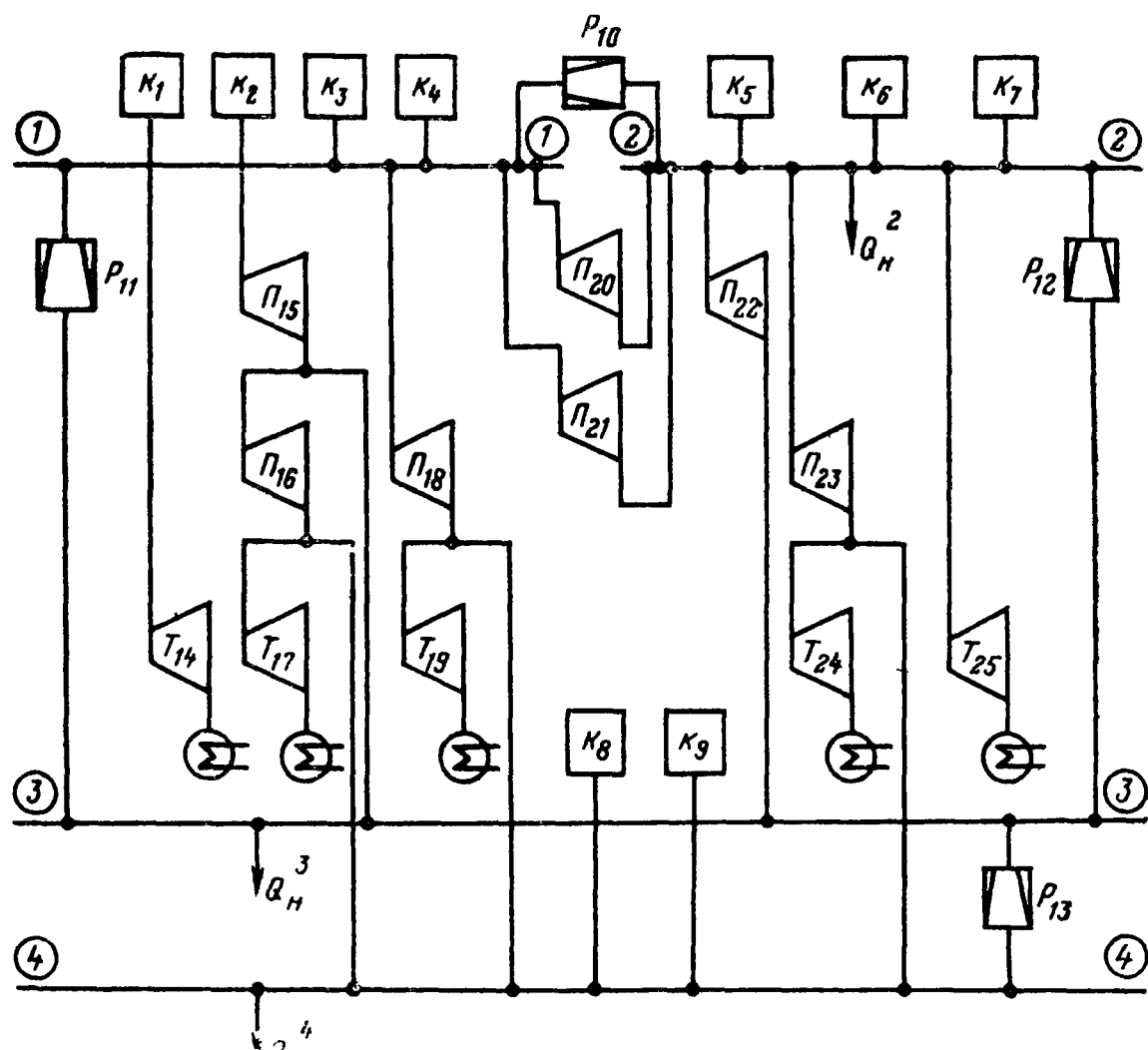


Рис. 5.3. Пример эквивалентной схемы ТЭЦ.

K_i — i -й котел; P_i — i -я РОУ; Π_i — i -я турбина или отсек с противодавлением; T_i — i -я конденсационная турбина или отсек. В кружке обозначен номер коллектора; Q_{Hj} — тепловая нагрузка на j -м коллекторе.

ки между отопительными (теплофикационными) отборами от турбин имитируется введением фиктивного паропровода низкого давления (на схеме — 4). Пиковые водогрейные котлы (K_8, K_9) рассматриваются как паровые котлы, работающие на фиктивный паропровод. Пиковые бойлеры моделируются на схеме как РОУ P_{13} . Агрегаты на схеме нумеруются в произвольном порядке (индекс внизу).

Условия в форме равенств и ограничения. В отличие от упрощенной постановки задачи, изложенной в § 5.2,

учтем расход электроэнергии на собственные нужды рассматриваемой и остальных ТЭЦ энергосистемы, а также потери в сети. При этом условие баланса активных мощностей в ЭС примет вид:

$$\varphi_c = P_r - P_{r,c,n} + \sum (P_s - P_{s,c,n}) - P_n - \pi = 0, \quad (5.8)$$

где P_r и P_s — электрические (активные) мощности рассматриваемой и остальных ТЭС ЭС; $P_{r,c,n}$ и $P_{s,c,n}$ — мощности, расходуемые на собственные нужды рассматриваемой и остальных ТЭС; P_n — суммарная нагрузка потребителей ЭС; π — потери активной мощности в электрической сети ЭС.

Величина P_r равна:

$$P_r = \sum_{i \in r} P_{т,i} + \sum_{i \in r} P_{п,i}, \quad (5.9)$$

где $P_{т,i}$ и $P_{п,i}$ — электрические мощности турбин (отсеков) рассматриваемой ТЭЦ (конденсационных и с противодавлением).

К числу условий в форме равенств принадлежит также условие баланса тепла по каждому l -му паропроводу, имеющее следующий вид:

$$\varphi_l = \sum_{i \in l} Q''_i - \sum_{j \in l} Q'_j - Q'_n = 0. \quad (5.10)$$

Кроме того, необходимо учитывать перечисленные ниже ограничения в форме неравенств:

а) для котлов и РОУ

$$Q_i^{min} \leq Q''_i \leq Q_i^{max}; \quad (5.11)$$

б) для турбин всех видов (в том числе для отсеков турбин с отборами пара)

$$P_i^{min} \leq P_i \leq P_i^{max}. \quad (5.12)$$

Ограничение может быть задано также по расходам тепла.

В связи с тем, что каждый отсек турбины с отборами рассматривается как отдельный агрегат, необходимо соблюдать следующие ограничения:

1) по суммарной мощности отсеков турбины суммарная мощность не должна превышать максимально допустимую мощность генератора этой турбины:

$$\sum_{i \in f} P_i \leq P_f^{max}. \quad (5.13)$$

В (5.13) суммируется мощность всех отсеков, принадлежащих j -й турбине;

2) по минимальному отбору тепла

$$Q''_i = Q'_j + Q_{\text{от}}^{\text{min}}, \quad (5.14)$$

где i — номер отсека, расположенного до точки отбора; j — номер отсека, расположенного следом за точкой отбора.

Оптимизация режима, как указано в гл. 2, производится градиентным методом при учете условий в форме равенств введением неопределенных множителей Лагранжа γ , а ограничений в форме неравенств, наложенных на функции от независимых переменных (5.13) и (5.14), — введением штрафных функций. Ограничения в форме неравенств, наложенные на независимые переменные, учитываются закреплением этих переменных на соответствующей границе. При этом выражение для целевой функции принимает следующий вид:

$$F = \sum_{i=r} B_{\kappa, i} + \Sigma B_s + \Sigma \gamma_t \varphi_t + \gamma_c \varphi_c + \Sigma \Pi_j, \quad (5.15)$$

где $\Sigma \Pi_j$ — сумма штрафных функций, вводимых в случае нарушения ограничений в форме неравенств, наложенных на зависимые переменные; t — множество индексов, обозначающих номера паропроводов.

Расчет компонентов вектор-градиента производится путем дифференцирования целевой функции (5.15) по независимым переменным, в качестве которых приняты расходы тепла на выходе котлов, РОУ и турбин с противодавлением (ЧВД и ЧСД турбин с отборами пара), а также электрические мощности конденсационных турбин и ЧНД турбин с отборами пара. Выбор именно этих переменных в качестве независимых не является единственно возможным. В ряде работ (см., в частности, [23]) в качестве независимых выбираются другие переменные.

Выведем выражения для компонентов вектор-градиента и затем на их основе получим условия оптимального режима для ТЭЦ при оптимальном распределении между агрегатами как электрической, так и тепловых нагрузок.

Для определения входящего в (5.15) множителя Лагранжа γ_c приравняем нулю частную производную

функции F по мощности P_0 электростанции в балансирующем узле энергосистемы:

$$\frac{\partial F}{\partial P_0} = \frac{\partial B_0}{\partial P_0} + \gamma_c \left(1 - \frac{dP_{0,c,n}}{dP_0} \right) = b_0 + \gamma_c (1 - \rho_0) = 0,$$

где b_0 — относительный прирост электростанции в балансирующем узле; ρ_0 — относительный прирост расхода электроэнергии на собственные нужды этой станции.

Из приведенного выражения следует, что

$$\gamma_c = \frac{b_0}{1 - \rho_0}. \quad (5.16)$$

При дифференцировании целевой функции (5.15) по остальным независимым переменным необходимо учитывать, что входящие в условие (5.8) члены P_r и $P_{r,c,n}$ являются функциями мощностей отдельных агрегатов r -й электростанции, а потери активной мощности π зависят от суммарной мощности «нетто» (т. е. за вычетом мощности собственных нужд) r -й электростанции: $P^{\text{н}}_r = P_r - P_{r,c,n}$. С учетом этого частные производные функции φ_c по указанным выше независимым переменным имеют следующий вид:

а) по мощности i -й конденсационной турбины (отсека)

$$\frac{\partial \varphi_c}{\partial P_{т,i}} = 1 - \frac{\partial P_{r,c,n}}{\partial P_{т,i}} - \frac{\partial \pi}{\partial P^{\text{н}}_r} \left(1 - \frac{\partial P_{r,c,n}}{\partial P_{т,i}} \right)$$

или после простых преобразований

$$\frac{\partial \varphi_c}{\partial P_{т,i}} = (1 - \rho_{т,i}) (1 - \sigma_r), \quad (5.17)$$

где $\rho_{т,i}$ — относительный прирост расхода электроэнергии на собственные нужды для i -й турбины; σ_r — относительный прирост потерь в сети энергосистемы для r -й станции;

б) по расходу тепла на выходе i -й турбины (отсека) с противодавлением

$$\frac{\partial \varphi_c}{\partial Q''_{п,i}} = \frac{\partial P_{п,i}}{\partial Q''_{п,i}} \left[1 - \frac{\partial P_{r,c,n}}{\partial P_{п,i}} - \frac{\partial \pi}{\partial P^{\text{н}}_r} \left(1 - \frac{\partial P_{r,c,n}}{\partial P_{п,i}} \right) \right]$$

или после введения принятых обозначений и некоторых преобразований

$$\frac{\partial \varphi_c}{\partial Q''_{п,i}} = \frac{1}{q''_{п,i}} (1 - \rho_{п,i}) (1 - \sigma_r), \quad (5.18)$$

где $q''_{п,i} = \partial Q''_i / \partial P_i$ — относительный прирост расхода тепла на выходе i -й турбины с противодавлением.

Аналогичным путем нетрудно получить выражения для частных производных функций φ_c и по другим независимым переменным:

по расходу тепла на выходе i -го котла

$$\frac{\partial \varphi_c}{\partial Q''_{к, i}} = -\rho_{к, i} (1 - \sigma_r); \quad (5.19)$$

по расходу тепла на выходе i -го РОУ:

$$\frac{\partial \varphi_c}{\partial Q''_{р, i}} = -\rho_{р, i} (1 - \sigma_r). \quad (5.20)$$

Условия оптимального режима ТЭЦ получаем, приравнявая нулю частные производные целевой функции (5.15) по тепловым нагрузкам и электрическим мощностям соответствующих агрегатов ТЭЦ.

Приравняем нулю частную производную целевой функции по нагрузке i -го котла, питающего l -й паропровод:

$$\frac{\partial F}{\partial Q''_{к, i}} = \frac{dB_{к, i}}{dQ''_{к, i}} + \gamma_l \frac{\partial \varphi_l}{\partial Q''_{к, i}} + \gamma_c \frac{\partial \varphi_c}{\partial Q''_{к, i}} = 0.$$

Принимая во внимание (5.16) и (5.19), а также что согласно (5.10) $\partial \varphi_l / \partial Q''_{к, i} = 1$, получаем:

$$\frac{\partial F}{\partial Q''_{к, i}} = b_{к, i} + \gamma_l - \frac{b_0}{1 - \rho_0} [-\rho_{к, i} (1 - \sigma_r)] = 0.$$

Введем обозначение;

$$b_{с, r} = b_0 \frac{1 - \sigma_r}{1 - \rho_0}, \quad (5.21)$$

где $b_{с, r}$ — относительный прирост расхода условного топлива в энергосистеме, приведенный к шинам r -й ТЭС с учетом потерь активной мощности в сети и мощности, расходуемой на собственные нужды.

При этом получим:

$$b_{к, i} + b_{с, r} \rho_{к, i} = -\gamma_l. \quad (5.22)$$

Левая часть (5.22) представляет собой относительный прирост i -го котла, работающего на l -й паропровод с учетом мощности, расходуемой на собственные нужды. Обозначив ее $b^*_{к, i}$, получим условие оптимального режима ТЭЦ для котлов, питающих l -й паропровод:

$$b^*_{к, i} = -\gamma_l. \quad (5.22a)$$

Приравниваем нулю частную производную для РОУ, передающей тепло от k -го к l -му паропроводу:

$$\frac{\partial F}{\partial Q''_p} = -\gamma_k q_p + \gamma_l - \frac{b_0}{1-\rho_0} [-\rho_p (1-\sigma_r)],$$

где $q_p = \partial Q'_p / \partial Q''_p$ — относительный прирост расхода тепла РОУ (близок к единице).

С учетом (5.21) и заменяя $-\gamma_k$ на относительный прирост котлов, питающих k -й паропровод b^*_k , аналогично (5.22а) запишем условие оптимального режима ТЭЦ для РОУ, связывающей k -й и l -й паропроводы.

$$b^*_k q_p + b_{c,r} \rho_p = -\gamma_l. \quad (5.23)$$

Поскольку расход на собственные нужды РОУ незначителен, вторым членом левой части можно пренебречь.

Приравняем нулю частную производную по расходу тепла на выходе турбины (отсека) с противодавлением, передающей тепло от k -го к l -му паропроводу:

$$\begin{aligned} \frac{\partial F}{\partial Q''_п} = & \left(-\gamma_k + \frac{\partial \Pi_f^{o,v}}{\partial Q'_п} \right) \frac{\partial Q'_п}{\partial Q''_п} + \left[\frac{b_0 (1-\sigma_r)}{1-\rho_0} (1-\rho_п) + \right. \\ & \left. + \frac{\partial \Pi_f^{\Gamma}}{\partial P_п} \right] \frac{\partial P_п}{\partial Q''_п} - \frac{\partial \Pi_f^{o,n}}{\partial Q''_п} + \gamma_l = 0. \end{aligned}$$

Заменяя $-\gamma_k$ на b^*_k , $\partial Q'_п / \partial Q''_п$ на $q'_п / q''_п$ и $\partial P_п / \partial Q''_п$ на $1/q''_п$, а также принимая во внимание (5.21), получаем условие оптимального режима для турбины (отсека) с противодавлением, связывающей k -й и l -й паропроводы:

$$\frac{1}{q''_{п,i}} [(b^*_k + \Pi_{f,i}^{o,v}) q'_{п,i} - b_{c,r} (1-\rho_п) + \Pi_{f,i}^{\Gamma}] - \Pi_{f,i}^{o,n} = -\gamma_l, \quad (5.24)$$

где Π_f^{Γ} и $\Pi_{f,i}^{\Gamma}$ — штрафная функция, вводимая при нарушении ограничения (5.13) по нагрузке генератора f -й турбины с отборами, и производная этой штрафной функции по мощности i -го отсека; $\Pi_f^{o,v}$ и $\Pi_{f,i}^{o,v}$ —

штрафная функция, вводимая при нарушении ограничения (5.14) по отбору, расположенному до i -го отсека, и производная этой функции по расходу тепла на входе в i -й отсек; о, в — верхний отбор; $\Pi_f^{o,n}$ и $\Pi_{f,i}^{o,n}$ —

штрафная функция, вводимая при нарушении ограничения (5.14) по отбору, расположенному после i -го отсека, и производная этой функции по расходу тепла на выходе из i -го отсека; о, н — нижний отбор.

Приравняем нулю частотную производную целевой функции по мощности конденсационной турбины (отсека), питающейся от l -го паропровода:

$$\frac{\partial F}{\partial P_{т, i}} = \left(-\gamma_l + \frac{\partial \Pi_f^{o, B}}{\partial Q'_{т, i}} \right) q'_{т, i} - \frac{b_0}{1 - \rho_0} (1 - \rho_{т, i}) (1 - \sigma_r) + \frac{\partial \Pi_f^r}{\partial P_{т, i}} = 0.$$

Или с учетом предыдущего получим условие оптимального режима ТЭЦ для конденсационной турбины (отсека):

$$[(b_k^* + \Pi_f^{o, B}) q'_{т, i} + \Pi_f^r] \frac{1}{1 - \rho_{т, i}} = b_{с, r}. \quad (5.25)$$

Производные штрафных функций войдут в выражения (5.24) и (5.25) только для отсеков турбины с отборами.

Анализ полученных выражений. Выражения (5.22) — (5.24) определяют оптимальный порядок загрузки агрегатов (котлов, РОУ, турбин или отсеков с противодавлением), питающих l -й паропровод. Левая часть каждого из этих выражений представляет собой частную производную $\partial B_k / \partial Q^l$, где B_k — расход условного топлива котлов, работающих непосредственно на l -й паропровод (B_k^l) или на k -й паропровод более высокого давления ($B_{k, i}^k$), от которого тепло передается к l -му паропроводу через РОУ или турбины с противодавлением; Q^l — тепло, отдаваемое агрегатом l -му паропроводу ($Q_{к, i}^l$) для котла; Q''^l_p или Q'''^l_p для РОУ или турбины с противодавлением. Как следует из (5.22) — (5.24), при оптимальном режиме величины $\partial B_k / \partial Q^l$ для всех агрегатов, питающих l -й паропровод, должны быть равны общей для них величине $-\gamma_l$, а следовательно, и друг другу. Если наложенные ограничения препятствуют осуществлению рассматриваемых равенств, то агрегаты должны загружаться до полной нагрузки поочередно в порядке возрастания величин $\partial B_k / \partial Q^l$.

Выражение (5.25) определяет порядок загрузки конденсационных турбин (отсеков) в соответствии с обычным правилом равенства относительных приростов. Оно отличается от выражений, обычно приводимых в литературе, наличием в знаменателе левой части члена $1 - \rho_{т, i}$, учитывающего расход электроэнергии на собственные нужды.

В условие (5.24) входит относительный прирост энергосистемы $b_{c,r}$. Из этого следует, что, как отмечалось в [13, 23], оптимальный порядок загрузки турбин (или отсеков) с противодавлением, а следовательно, и распределение тепловых нагрузок между агрегатами ТЭЦ зависят от положения в системе, определяемого величиной $b_{c,r}$. В связи с этим расчет оптимального режима ТЭЦ производится при заданном значении относительного прироста $b=b_{c,r}$. В результате такого расчета наряду с оптимальными мощностями и тепловыми нагрузками отдельных агрегатов определяется суммарная электрическая мощность P и суммарный расход условного топлива B . Таким образом, оптимизация режима ТЭЦ при заданном b дает возможность определить одну точку ХОП $b(P)$ и одну точку расходной характеристики $B(P)$. Для нахождения указанных характеристик целиком необходимо провести серию расчетов оптимального режима для различных значений относительного прироста от b^{min} , соответствующего минимальной мощности ТЭС P^{min} , до b^{max} , соответствующего максимальной мощности P^{max} . Расчеты обычно производятся с некоторым постоянным шагом изменений относительного прироста (чаще всего $\Delta b=0,02\div 0,05$).

Выбор значения b^{min} производится на основании следующих соображений. Относительные приросты конденсационных турбин $q_{т,i}$, а тем более отсеков турбин с отборами пара обычно выше 7,1, а относительные приросты котлов $b_k \geq 0,0342$. Следовательно, левая часть уравнения (5.25) даже при $r_{т,i}=0$ всегда больше 0,240 кг/(кВт·ч). Поэтому при наличии на ТЭС только конденсационных турбогенераторов было бы достаточно принимать $b_{c,r}=0,24$, так как при этом все конденсационные турбины (отсеки) работают при минимальных мощностях.

При наличии турбин (отсеков) с противодавлением необходимо выбрать такие $b_{c,r}$, при которых и эти турбины разгружаются до минимальной мощности. Из формулы (5.24) видно, что уменьшение $b_{c,r}$ приводит к увеличению правой части, что делает менее выгодным питание тепловых нагрузок от турбин (отсеков) с противодавлением. При существующих характеристиках оборудования при $b_{c,r} < 0,1\div 0,15$ питание тепловых нагрузок от энергетических (через РОУ) и пиковых котлов становится более выгодным. Это обуславливает даль-

нейшее снижение электрической мощности ТЭЦ. Таким образом, минимальная мощность ТЭЦ достигается обычно при $b_{c,r} < 0,1$ т/(МВт·ч). Поэтому для расчета характеристик ТЭЦ рекомендуется принимать с некоторым запасом $b_{c,r}^{min} = 0$, что почти всегда гарантирует правильное определение P^{min} (в некоторых случаях незначительное снижение P достигается при $b_{c,r} < 0$). Работа ТЭЦ в режиме минимальных нагрузок при значениях b , близких к нулю, бывает выгодна для энергосистемы в случаях, когда соответствующая разгрузка ТЭЦ позволяет отказаться от кратковременного останова в резерв агрегатов других ТЭС на период снижения нагрузки энергосистемы, предупредить холостой сброс воды на ГЭС в период паводка и т. п.

При выборе значения b^{max} необходимо иметь в виду, что по мере увеличения $b_{c,r}$ в первую очередь в соответствии с (5.24) загружаются турбины с противодавлением (а следовательно, и отборы турбин) тепловыми нагрузками потребителей, а затем конденсационные турбины и конденсационные отсеки турбин с отбором. При этом часто возникает ситуация, когда при увеличении $b_{c,r}$ догрузить конденсационные отсеки для увеличения электрической мощности ТЭС можно только за счет уменьшения отборов, так как отсеки с противодавлением загружены полностью. Часть тепловых нагрузок при этом переводится на питание от РОУ или пиковых котлов. При существующих характеристиках оборудования такой режим становится выгодным при $b_{c,r} > 0,65 \div 0,70$ т/(МВт·ч). Этот режим выгоден для энергосистемы в случаях, когда его осуществление помогает предотвратить ограничения потребителей электроэнергии. Однако он может дать и экономию топлива в энергосистеме в случаях, когда это предотвращает загрузку электростанций с относительным приростом $b > 0,65 \div 0,70$, пуск агрегатов из резерва на короткий срок прохождения максимума нагрузки и т. п.

В связи с изложенным ХОП ТЭЦ рекомендуется строить для диапазона изменений $b_{c,r}$ от 0 до 0,7. При наличии сомнений правильность этой рекомендации для конкретной ТЭЦ нетрудно проверить. Для этого достаточно произвести расчеты ее оптимального режима при значениях $b_{c,r}$, выходящих за указанные пределы. Если P^{min} и P^{max} при этом не меняются, то $b_{c,r}^{min}$ и $b_{c,r}^{max}$

приняты правильно. Разумеется, возможны случаи, когда принятый диапазон изменений излишне широк, что вызывает лишние затраты времени на расчеты. Проверить это можно, произведя пробные расчеты оптимального режима для суженного диапазона изменений относительного прироста. Выведенные условия оптимальности режима ТЭС (5.22)—(5.25) позволяют учесть цены на топливо или его дефицитность, когда разные котлы работают на разных видах топлива, путем ввода множителей к относительным приростам котлов.

Реализация методики. На основании выведенных выражений во ВНИИЭ и ВЦ ГТУ разработаны программы оптимизации режима ТЭЦ А-3/69 для ЭВМ 2-го поколения [23] и АТ/75 для ЭВМ 3-го поколения. Программы позволяют производить оптимизацию режима ТЭЦ с тепловой схемой произвольной сложности. По программам возможен расчет оптимального режима любой ТЭС, в том числе чисто конденсационной. Однако для последних предпочтительнее применять специальную более простую и потому требующую меньшего времени программу АК.

Как уже указывалось, программы АТ предназначены для расчета характеристик ТЭС (расходной и относительных приростов). Время, необходимое для расчета характеристик в пределах от $b^{\min}=0$ до $b^{\max}=0,7$ с шагом $\Delta b=0,02$, составляет на ЭВМ серии ЕС малых моделей (ЕС-1022, ЕС-1030), а также ЭВМ 2-го поколения 3—20 мин в зависимости от сложности схемы ТЭЦ, числа агрегатов и напряженности режима.

В программах АТ применен градиентный метод оптимизации с учетом ограничений с помощью штрафных функций. При этом использована описанная в гл. 2 модификация, предусматривающая интегрирование производной штрафной функции.

Необходимость при решении рассматриваемой задачи учитывать большое число условий в форме равенств (для каждого коллектора) при наличии тесной связи между этими условиями вызвала некоторые трудности. Для упрощения алгоритма эти условия учтены с помощью метода штрафных функций, который в других задачах, рассматриваемых в данной книге, применяется только для учета ограничений в форме неравенств. Это вызвало резкое увеличение числа итераций, необходимых для обеспечения решения (до 2000). Однако благо-

даря простоте алгоритма затраты времени на каждую итерацию невелики, и общее время счета, как указано выше, остается приемлемым.

5.4. УЧЕТ РАСХОДА МОЩНОСТИ И ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ НА СОБСТВЕННЫЕ НУЖДЫ ПРИ ОПТИМИЗАЦИИ РЕЖИМА ТЭС

Расход мощности и энергии (электрической и тепловой) на собственные нужды электростанций является одним из видов потерь энергии, и по размерам, особенно для ТЭС, работающих на угле, он лишь немного уступает потерям электроэнергии в сетях.

Правильный учет расхода энергии на собственные нужды в ряде случаев вносит существенные поправки в характеристики ТЭС и в оптимальное распределение нагрузок как внутри ТЭС между ее агрегатами, так и между электростанциями в энергосистеме. Поэтому задача учета расхода энергии на собственные нужды ТЭС при оптимизации режима является весьма актуальной.

Агрегаты ТЭС расходуют на собственные нужды как тепловую энергию с паром (например, на привод паровых агрегатов собственных нужд), так и электрическую. Расход тепловой энергии на собственные нужды включается в расходные характеристики основных агрегатов (турбин, котлов) и автоматически учитывается при определении с их помощью всех других показателей (КПД, удельные расходы и др.), в том числе относительных приростов. Поэтому ниже рассматриваются методы учета только расхода электроэнергии агрегатами собственных нужд с электрическим приводом.

Выбор методики учета собственных нужд при оптимизации режима. Один из возможных путей учета расхода мощности и электроэнергии на собственные нужды, основанный на рассмотрении этого расхода как одного из видов потерь электроэнергии, применен при выводе выражений (5.22) — (5.25). Эти выражения используют обычные характеристики ТЭС в целом и ее агрегатов (характеристики брутто). Для учета расхода на собственные нужды в эти характеристики вносятся поправки, основанные на вычислении $\rho_i = \partial P_{с,н} / \partial P_i$ производной нагрузок собственных нужд по мощности основных агрегатов.

Другой путь учета, получивший распространение в практике нормирования удельных расходов условно-

го топлива [49, 50], основан на понятии мощности нетто, т. е. мощности, полезно отданной агрегатом (или ТЭС), за вычетом мощности, расходуемой на собственные нужды:

$$P^{\text{н}} = P - P_{\text{с,н}}, \quad (5.26)$$

где P — общая электрическая мощность (мощность брутто) электростанции или агрегата; $P_{\text{с,н}}$ — мощность, расходуемая на собственные нужды.

Все технико-экономические показатели (удельные расходы условного топлива, себестоимость энергии и т. п.) при применении этого метода относятся к мощности и энергии (электрической и тепловой) нетто. Например, удельный расход условного топлива нетто равен $b^{\text{н}}_{\text{у}} = B / P^{\text{н}}$. Являющийся основой для оптимизации режима относительный прирост с учетом собственных нужд равен для ТЭС в целом:

$$b^{\text{н}} = dB / dP^{\text{н}}. \quad (5.27)$$

Аналогичным образом могут быть выражены относительные приросты нетто для отдельных агрегатов.

Нетрудно показать, что для ТЭС в целом и для агрегатов, мощность которых выражается в электрических единицах (турбогенераторы и их отсеки), результаты расчетов обоими методами совпадают. Действительно, из (5.27) следует, что с учетом (5.26) выражение для b имеет следующий вид:

$$b^{\text{н}} = \frac{dB/dP}{dP^{\text{н}}/dP} = \frac{b}{1 - \rho}. \quad (5.28)$$

Так как при оптимальном режиме значение $b^{\text{н}}$ для ТЭС должно быть равно относительному приросту энергосистемы, приведенному с учетом потерь в сети к шинам данной станции $b_{\text{с,р}}$, то условие оптимальности при использовании характеристики нетто имеет вид:

$$\frac{b}{1 - \rho} = b_{\text{с,р}}, \quad \text{или} \quad b = b_{\text{с,р}}(1 - \rho). \quad (5.29)$$

Нетрудно убедиться, что это выражение совпадает с выражением (5.25), в котором произведение $b^*_{\text{к,л}} q_{\text{т,и}}$ равно относительному приросту ТЭС (брутто) b . Однако характеристика нетто всей ТЭС не может быть построена без предварительного расчета (оптимального) распределения нагрузок между всеми агрегатами, в том числе и агрегатами, отдающими тепло с паром или горячей водой (паровые и водогрейные котлы, РОУ). На-

нагрузка нетто таких агрегатов равна $Q^n = Q - Q_{c,n}$ (где $Q_{c,n}$ — тепло, расходуемое на собственные нужды). Для вычисления Q^n электрическую нагрузку собственных нужд $P_{c,n}$ таких агрегатов необходимо предварительно перевести в тепло, что возможно только условно. Обычно этот перевод производится умножением значений $P_{c,n}$ на средний удельный расход тепла турбин данной ТЭС. Однако из формул (5.22) — (5.25) следует, что оптимальный режим определяется не удельным расходом условного топлива данной ТЭС, а относительным приростом всей энергосистемы $b_{c,r}$, и перевод $P_{c,n}$ в расход тепла без упрощений вообще невозможен. В результате характеристики нетто котлов определяются приближенно с погрешностями, что вносит соответствующие погрешности в оптимальный режим и характеристики всей ТЭС.

Другим существенным недостатком рассматриваемой методики является ее трудоемкость. Базируясь на той же исходной информации, что и методика, рассмотренная выше (характеристики брутто основных агрегатов и зависимости мощности, расходуемой на собственные нужды, от их нагрузки), методика, основанная на понятии мощностей нетто, требует дополнительно построения характеристик нетто всех агрегатов.

Наконец, в результате оптимизации режима рассматриваемым методом определяются как для ТЭС в целом, так и для отдельных агрегатов мощности нетто, которые в эксплуатации не измеряются. Поэтому для возможности реализации рассчитанного режима необходимо по этим мощностям рассчитать и сообщить персоналу мощности брутто, с которыми должны работать агрегаты и ТЭС.

В результате отмеченных трудностей при применении рассматриваемого метода на практике оптимизация режима ТЭС и энергосистем производится, как правило, по характеристикам брутто, т. е. без учета собственных нужд, а показатели нетто рассматриваются для режима, найденного таким упрощенным способом.

В настоящей работе принят более точный и менее трудоемкий метод, основанный на введении поправок на собственные нужды в характеристики брутто в соответствии с формулами (5.22) — (5.25).

Порядок практических расчетов оптимального режима и характеристик ТЭС с учетом расхода электроэнер-

гии на собственные нужды. Из формул (5.22) — (5.25) следует, что при учете расхода электроэнергии на собственные нужды в выражения для компонентов вектор-градиента входят дополнительные члены, содержащие производные ρ от мощностей, расходуемых на собственные нужды агрегатов по их нагрузкам.

Необходимо иметь в виду, что значения ρ для ТЭС в целом редко превышают 0,05—0,07. Учет их изменяет значение относительного прироста ТЭС в пределах 5—7%. Поэтому ошибка в вычислении значений ρ на 10 и даже 20% не вносят заметных погрешностей в расчет оптимального режима. Исходя из этого достаточно учесть только основные виды расходов электроэнергии на собственные нужды ТЭС, к которым относятся мощности, расходуемые на пылеприготовление, тягу, дутье и привод питательных насосов для котлов, а также на привод циркуляционных и конденсатных насосов для турбин. Остальные виды расходов или незначительны, или мало зависят от режима, и потому ими можно пренебречь. Это относится и к составляющим расхода на собственные нужды, относимым на отпуск потребителям тепловой энергии. С этой точки зрения целесообразно учитывать значения ρ только для котлов [формула (5.22)] и конденсационных турбин или конденсационных отсеков турбин с отборами пара (5.25). В остальных случаях значениями ρ в формулах (5.22) — (5.25) можно пренебречь.

Для вычисления значений ρ все агрегаты собственных нужд целесообразно разделить на следующие группы;

а) непрерывно работающие агрегаты собственных нужд, обслуживающие только один основной агрегат (например, тягодутьевые установки котла); мощность, потребляемая этой группой, является функцией нагрузки основного агрегата;

б) непрерывно работающие агрегаты, обслуживающие сразу несколько основных агрегатов (например, циркуляционные насосы при наличии центральной насосной); мощность, потребляемая этой группой, является функцией суммарной нагрузки всех обслуживаемых агрегатов и в частном случае может зависеть от нагрузки всей ТЭС;

в) агрегаты собственных нужд, работающие с перерывами; сюда входят агрегаты, осуществляющие заполне-

ние каких-либо емкостей. Подавляющую часть (свыше 90%) мощности этой группы расходуют агрегаты пылеприготовления при наличии промежуточных бункеров пыли (пробункеров).

Для учета расхода на собственные нужды агрегатами группы «а» для каждого котла или турбины (отсека), помимо характеристик, описанных в гл. 3 и 4, необходимо на основании испытаний оборудования построить характеристики собственных нужд, имеющие вид: $P_{с,н}=f(Q_K)$ для котлов и $P_{с,н}=f(P_T)$ для конденсационных турбин (конденсационных отсеков).

По этим характеристикам собственных нужд численным дифференцированием необходимо построить характеристики относительных приростов собственных нужд $\rho_K=\varphi(Q_K)$ и $\rho_T=\varphi(P_T)$.

Поскольку характеристики собственных нужд определяются точками, снятыми экспериментально, численному дифференцированию должно предшествовать сглаживание этих характеристик. Как показано ниже, характеристики могут иметь разрывы непрерывности, которые желательно учитывать отдельно. Поэтому сглаживанию подлежат лишь участки между нагрузками, соответствующими точкам разрыва. Таким образом, характеристики относительных приростов расхода на собственные нужды получаются кусочно-гладкими. Сглаживание можно производить теми же методами, что и характеристик котлов (см. гл. 3), соблюдая условие выпуклости получаемой функции между точками разрыва непрерывности.

Вычисление значений ρ для агрегатов группы «б» производится тем же методом. Разница состоит лишь в том, что предварительно методами, изложенными в гл. 3 и 4, должна быть построена суммарная ХОП всей рассматриваемой группы агрегатов и поправка на собственные нужды в соответствии с формулами (5.22) — (5.25) должна вводиться в относительный прирост всей группы, а не каждого агрегата отдельно.

Особенность расчета ρ для агрегатов группы «в» определяется тем, что для них расход электроэнергии на собственные нужды зависит только от общего количества произведенной (и потребленной) основным агрегатом продукции (например, для пылеприготовления от количества пыли) и не зависит от режима работы основного агрегата. Поэтому значение ρ определяется только

удельным расходом электроэнергии на единицу продукции и является постоянным. Так, например, полный часовой расход электроэнергии на привод углеразмольных мельниц при наличии промежуточного бункера равен:

$$P_{с,н} = \rho_{уд} B_{нат}, \quad (5.30)$$

где $\rho_{уд}$ — удельный расход электроэнергии на пылеприготовление; $B_{нат} = B_{усл} / Q_{топ}$ — часовой расход натурального топлива; $B_{усл}$ — расход условного топлива; $Q_{топ}$ — теплотворная способность топлива.

С учетом этого

$$\rho = \frac{dP_{с,н}}{dQ_k} = \rho_{уд} \frac{b}{Q_{топ}}. \quad (5.31)$$

Использование в формулах (5.22) — (5.25) значений ρ , вычисленных в соответствии с изложенными рекомендациями, обеспечивает нахождение оптимального режима и ХОП ТЭС, учитывающих расход электроэнергии на собственные нужды. Использование таких ХОП при оптимизации режима энергосистем и энергообъединений обеспечивает нахождение оптимального режима и энергосистем (энергообъединений) в целом.

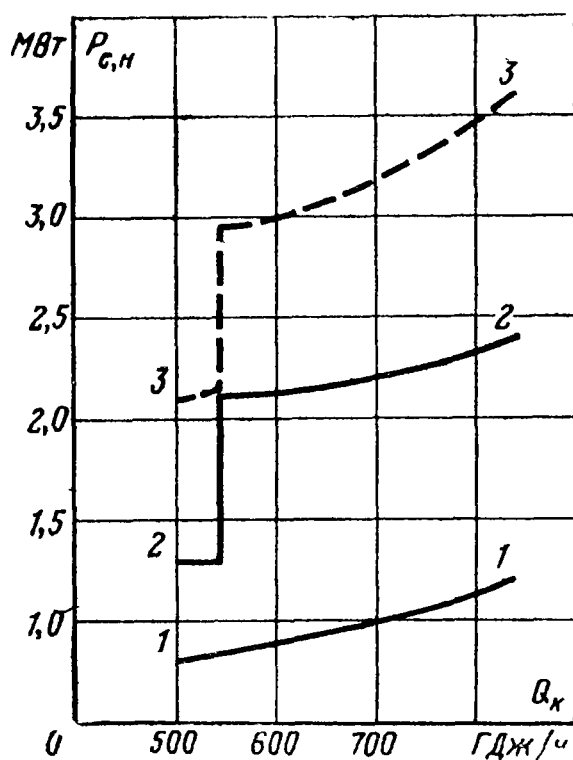


Рис. 5.4. Характеристика расходов на собственные нужды котла ПК-24

1—1 — тяга и дутье; 2—2 — питательные электронасосы, 3—3 — суммарный расход

При отсутствии достоверных сведений о характеристиках расхода на собственные нужды отдельных агрегатов ТЭС можно учесть расход на собственные нужды при распределении нагрузки между электростанциями упрощенно, пользуясь приближенной характеристикой расхода на собственные нужды всей ТЭС $P_{с,н} = f(P)$ и построенной по ней

характеристикой относительных приростов расхода на собственные нужды $\rho = \varphi(P)$. Это дает возможность исправить ХОП ТЭС, построенную без учета расхода на собственные нужды, в соответствии с формулой (5.25) путем умножения ее ординат на коэффициент $1/(1-\rho)$.

Учет разрыва непрерывности характеристик расхода на собственные нужды. Во многих случаях при увели-

чении нагрузки основного агрегата сверх некоторого значения мощность, расходуемая на его собственные нужды, возрастает скачком на некоторую величину $\Delta P_{с,н}$, как, например, показано для котла на рис. 5.4. Такие скачки вызываются обычно тем, что при увеличении нагрузки сверх некоторого значения (на рис. 5.4 $Q_k=546$ ГДж/ч) оказывается необходимым включить дополнительный агрегат собственных нужд (для примера на рис. 5.4 — пуск питательного электронасоса).

Для выявления существа методики допустим, что при распределении нагрузки котельной установки исходя из правила равенства относительных приростов котлов какой-либо котел работает с нагрузкой, соответствующей точке разрыва характеристики собственных нужд. Дальнейшее увеличение нагрузки котельной установки с соблюдением этого правила потребовало бы увеличения нагрузки котла, что сопровождалось бы увеличением мощности, расходуемой на собственные нужды, «скачком» на $\Delta P_{с,н}$ за счет пуска агрегата собственных нужд (дымососа, питательного насоса и т. п.). Если увеличение нагрузки котельной установки невелико, может оказаться выгодным задержать нагрузку котла на точке разрыва характеристики собственных нужд и увеличение нагрузки котельной установки вести за счет других котлов, что вызовет отклонение от принципа равенства относительных приростов.

Нарушение указанного принципа вызывает перерасход топлива, равный

$$\Delta B \approx \frac{\Delta Q_k \Delta b}{2},$$

где ΔQ_k — отклонение нагрузки данного котла от значения Q_k , соответствующего равенству относительных приростов; Δb — разница между относительным приростом данного котла и общим относительным приростом остальных котлов.

Очевидно, что задержка пуска агрегата собственных нужд данного котла выгодна до тех пор, пока указанный перерасход сравнивается с расходом топлива на покрытие скачка нагрузки собственных нужд, т. е. до тех пор, пока не будет выполнено условие

$$\frac{\Delta Q_k \Delta b}{2} = \Delta P_{с,н} b_{с,г}. \quad (5.32)$$

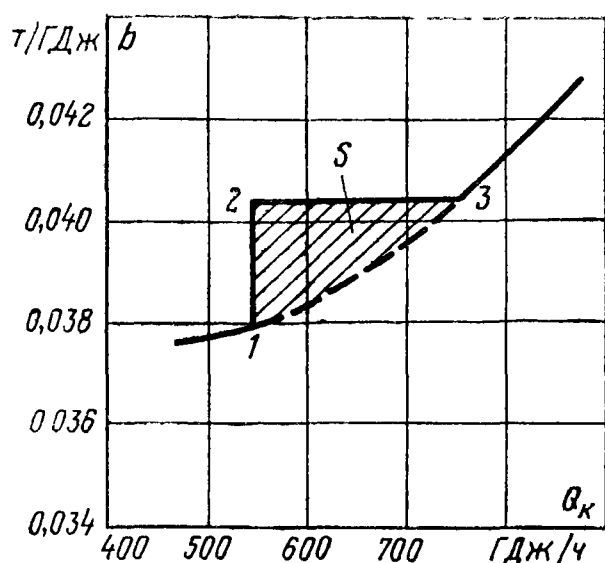


Рис. 5.5. Учет разрыва непрерывности характеристики расхода на собственные нужды котла в его ХОП при $b_{с,г}=0,3$.

возрастает скачком на $\Delta P_{с,н}=0,826$ МВт. Зададимся произвольным значением относительного прироста энергосистемы, например $b_{с,г}=0,3$. Тогда расход условного топлива на покрытие скачка потребления собственных нужд составляет [правая часть формулы (5.32)] $0,826 \cdot 0,30 = 0,248$ т. Как видно из рис. 5.5, при $\Delta b = 0,0404 - 0,0379 = 0,0025$ $\Delta Q_k = 750 - 549 = 201$ ГДж/ч. При этом левая часть (5.32) $\frac{201 \cdot 0,0025}{2} = 0,251$ практически равна правой.

Нетрудно видеть, что для учета рассматриваемого разрыва непрерывности характеристики расхода на собственные нужды при оптимизации режима достаточно заменить действительную ХОП котлоагрегата (рис. 5.5) на участке 1—3 фиктивной характеристикой — 1—2—3 так, чтобы площадка S равнялась $\Delta P_{с,н} b_{с,г}$. Этот прием аналогичен рассмотренному в § 2.3 и применяется для учета многих видов разрывов непрерывности и невыпуклости характеристик агрегатов и электростанций.

Из изложенного следует, что величина Δb и, следовательно, вид фиктивной ХОП зависят от значения $b_{с,г}$ (при увеличении $b_{с,г}$ Δb и ΔQ увеличиваются). Поскольку, как уже указывалось, оптимизация режимов ТЭС для построения их характеристик должна производиться при ряде значений $b_{с,г}$, принимаемых с некоторым шагом, необходимость задавать эти значения не вызывает затруднений. Нетрудно видеть, что при работе нескольких котлов участок нагрузок, соответствующий точкам ХОП 1 и 3, является «нежелательной зоной» (см. § 2.3), внутри которой не следует допускать работу более чем одного котла.

Аналогичным путем можно учесть наличие скачков расхода электроэнергии на собственные нужды в характеристиках других агрегатов.

После выполнения этого условия необходимо пустить агрегат собственных нужд на рассматриваемом котле и соответственно увеличить его нагрузку до тех пор, пока его относительный прирост сравняется с относительным приростом остальных котлов.

Сказанное иллюстрируется рис. 5.5, построенным для котла типа ПК-24, характеристика расхода на собственные нужды которого представлена на рис. 5.4. Как видно из рис. 5.4, при нагрузке котла 549 ГДж/ч мощность, расходуемая на собственные нужды котла

Наличие скачка расхода на собственные нужды в характеристиках любого агрегата приводит к появлению соответствующей нежелательной зоны в характеристике ТЭС в целом. Вместе с тем необходимо иметь в виду, что нагрузки ТЭС, при которых должен происходить пуск агрегатов собственных нужд, и, следовательно, положение и размеры нежелательных зон в характеристике ТЭС зависят от состояния агрегатов, вида топлива и т. п. Кроме того, как видно из формулы (5.32), они зависят также от положения в энергосистеме, которое определяется величиной $b_{c,r}$. Поэтому учет наличия нежелательных зон в ХОП отдельных ТЭС при планировании режима энергосистем затруднен. По-видимому, достаточно учитывать их (хотя бы приближенно) лишь при ведении внутростанционного режима, чтобы не допускать неоправданного одновременного пуска нескольких агрегатов собственных нужд.

Необходимо заметить, что до настоящего времени методы учета разрывов непрерывности характеристик расхода на собственные нужды в разработанных для ЭВМ программах оптимизации режимов ТЭС и энергосистем не реализованы и не нашли широкого применения.

Выбор оптимального режима агрегатов собственных нужд. Ранее предполагалось, что любой нагрузке основного агрегата соответствует строго определенная мощность, расходуемая на собственные нужды, что позволяет заранее построить однозначную характеристику зависимости расхода на собственные нужды от нагрузки основного агрегата. Для некоторых агрегатов собственных нужд (например, питательных электронасосов) такое предположение справедливо. Однако другие виды агрегатов собственных нужд (тягодутьевые установки и угольные мельницы котлов, циркуляционные насосы турбин) могут при одной и той же нагрузке основного агрегата работать в различном режиме. Изменение режима работы агрегатов собственных нужд изменяет расход электроэнергии на собственные нужды и экономичность работы основных агрегатов. Поэтому возникает необходимость выбрать оптимальный для энергосистемы режим работы агрегатов собственных нужд. Порядок такого выбора рассмотрим вначале для агрегатов собственных нужд, обслуживающих котлы. При учете возможного изменения режима работы агрегатов

собственных нужд расход условного топлива котла B_k , входящий в целевую функцию (5.15), является функцией не только его нагрузки Q_k , но и ряда вспомогательных параметров α_j ($j=1, 2, \dots, n$), зависящих от режима работы агрегатов собственных нужд (избытка воздуха, тонины помола угольной пыли и т. п.), что дает:

$$B_k = f(Q_k, \alpha_1, \dots, \alpha_n). \quad (5.33)$$

Функцией тех же величин является и входящая в (5.8) составляющая расхода на собственные нужды r -й ТЭС, зависящая от режима работы данного (i -го) котла:

$$P_{k,i,c,n} = \varphi_{k,i}(Q_{k,i}, \alpha_1, \dots, \alpha_n), \\ P_{k,i,c,n} \in P_{r,c,n}. \quad (5.34)$$

Для выбора оптимальных значений α_j при оптимизации режима ТЭС необходимо дополнительно к частным производным, вычислявшимся в § 5.3, найти и приравнять нулю частные производные целевой функции (5.15) по параметрам α_j , рассматриваемым как дополнительные независимые переменные, что дает:

$$\frac{\partial B_{k,i}}{\partial \alpha_j} - \gamma_c \frac{\partial P_{k,i,c,n}}{\partial \alpha_j} = 0, \quad (5.35)$$

или, заменяя согласно (5.21) γ_c на $-b_{c,r}$,

$$\frac{\partial B_{k,i}}{\partial \alpha_j} + b_{c,r} \frac{\partial P_{k,i,c,n}}{\partial \alpha_j} = 0. \quad (5.35a)$$

Это выражение и является критерием оптимальности выбора параметра α_j , а следовательно, и режима соответствующих агрегатов собственных нужд.

Следует заметить, что при проведении балансовых испытаний оборудования обычно производится приближенная оптимизация параметра α_j , как правило, при одной (чаще всего — максимальной) нагрузке агрегата. С этой целью определяется КПД котла при данной нагрузке и нескольких значениях параметров (например, избытка воздуха или тонины помола пыли). Одновременно определяется мощность, расходуемая на собственные нужды. Оптимальным считается значение, минимизирующее сумму:

$$B_{k,i} + b_{y,r} P_{k,i,c,n} \rightarrow \min, \quad (5.36)$$

где $b_{y,r}$ — средний удельный расход условного топлива r -й ТЭС.

Нетрудно убедиться, что минимум выражения (5.36) отличается от действительно оптимального режима, соответствующего (5.35), так как в выражении (5.36) расход условного топлива на питание собственных нужд определяется по удельному расходу условного топлива данной ТЭС $b_{y,r}$. В действительности из выведенного вполне строго выражения (5.35) следует, что этот расход определяется относительным приростом энергосистемы $b_{c,r}$, который в большинстве случаев значительно отличается от удельного расхода. Неправильность распространенной практики оценки приращения расхода топлива по удельному расходу данной r -й ТЭС становится особенно наглядной в случаях, когда r -я ТЭС работает на максимальной или минимальной нагрузке или при нагрузке, соответствующей разрыву непрерывности ее ХОП. В этих случаях при изменении нагрузки энергосистемы, в том числе из-за изменения расхода на собственные нужды данной ТЭС, ее мощность не изменяется, а все приращение нагрузки покрывается другими станциями.

Из (5.35) следует, что оптимальные значения параметров α_j , а следовательно, расход условного топлива $B_{k,i}$, относительный прирост $b_{k,i}$, расход на собственные нужды $P_{k,i,c,n}$ и его относительный прирост $\rho_{k,i}$ зависят от относительного прироста системы $b_{c,r}$. Поэтому при учете этой зависимости каждая из характеристик котла (расходная, относительных приростов и т. п.) является функцией двух переменных $Q_{k,i}$ и $b_{c,r}$. Такая зависимость может быть построена, например, графически в виде серии кривых $B_{k,i}=f(Q_{k,i})$, $b_{k,i}=f(Q_{k,i})$ и т. п., каждая из которых соответствует задаваемому (с определенным шагом) значению $b_{c,r}$. Можно построить для каждой зависимости одну кривую для некоторого произвольно выбранного значения $b_{c,r}=b_{c,r}^0$ и снабдить ее полиномом, позволяющим вносить поправки для $b_{c,r}$, отличающихся от $b_{c,r}^0$.

Очевидно, что при малых значениях $b_{c,r}$, имеющих место в часы ночных провалов нагрузки, в периоды паводка на ГЭС, сопровождающегося глубокой разгрузкой ТЭС, и т. п., повышение расхода на собственные нужды вызывает относительно небольшое увеличение расхода топлива и на него выгодно идти, если это дает возможность повышения экономичности основных агрегатов. Наоборот, в периоды высоких $b_{c,r}$ (периоды де-

фицита мощности) становятся выгодными мероприятия, снижающие расход на собственные нужды даже за счет ухудшения экономичности основных агрегатов (угрубление помола пыли, снижение расхода энергии на тягу и дутье за счет некоторого увеличения потерь в котлоагрегате и т. п.).

Приведенные соображения носят качественный характер. Для определения оптимальных значений параметров α_j и их зависимости от $b_{c,r}$ необходимы дополнительные исследования, в основу которых должны быть положены специальные испытания котлоагрегатов.

Для паровых турбин задача об определении оптимального значения параметра α_j (главным образом, количества циркуляционной воды, от которого зависит вакуум) решается значительно проще, чем для котлов. Уменьшая подачу циркуляционной воды, можно снизить расход на собственные нужды на $\Delta P_{c,n}$, но одновременно снижается вакуум, что понижает при том же расходе тепла мощность основной турбины на ΔP_t . Очевидно, наивыгоднейший вакуум определяется условием

$$\Delta P_{c,n} = \Delta P_t. \quad (5.37)$$

Это условие не зависит от $b_{c,r}$. Порядок практического определения режима наивыгоднейшего вакуума изложен во всех инструкциях и пособиях по испытаниям турбогенераторов.

Следует заметить, что даже при наличии скачка расхода на собственные нужды, вызываемого изменением числа циркуляционных насосов, характеристика нетто турбогенератора, построенная с соблюдением условия (5.37), остается гладкой (нежелательная зона отсутствует). Поэтому при построении характеристик ТЭС, предназначенных для оптимизации режима энергосистем, скачки расхода на собственные нужды турбогенераторов учитывать не нужно.

5.5. ПУТИ УЧЕТА ИЗМЕНЕНИЙ ПАРАМЕТРОВ ПАРА И ВОДЫ ПРИ ОПТИМИЗАЦИИ РЕЖИМА ТЭС

Методика оптимизации режима ТЭС, изложенная в § 5.3, предусматривает использование заранее построенных характеристик агрегатов (в том числе отсеков турбин с отборами пара), соответствующих некоторым постоянным параметрам пара и воды. Отклонения ука-

занных параметров от этих значений могут существенно изменить характеристики агрегатов. Поэтому в случаях, когда отклонения велики, их следует учитывать при оптимизации режима.

Наиболее прост учет отклонений параметров в случаях, когда они не зависят от режима. Подобные случаи встречаются, например, тогда, когда агрегат вследствие каких-либо дефектов переводится на работу со сниженными давлением и температурой свежего пара или когда по условиям работы тепловых потребителей в отборах турбин поддерживается давление пара, отличающееся от номинального. В подобных случаях для учета изменений параметров достаточно заранее внести поправки в расходные характеристики агрегатов, привести в соответствие с ними ХОП и далее при оптимизации режима пользоваться исправленными характеристиками. Выведенные в § 5.3 расчетные формулы и методика оптимизации при этом не изменяются.

Задача резко усложняется в случаях, когда параметры пара или воды являются переменными, зависящими от режима работы тех или иных агрегатов. В разработанных до настоящего времени методиках оптимизации учет таких изменений (за исключением учета изменений температуры циркуляционной воды, описанного в [23]) или вообще не предусматривается или производится грубо упрощенными методами, не дающими удовлетворительных результатов. Разработка уточненной методики, ведущаяся сейчас несколькими организациями (в частности, коллективом с участием авторов), не закончена. Поэтому ниже излагаются лишь основные принципы, положенные в основу наиболее простого из рассматривавшихся вариантов методики. При этом рассмотрим учет влияния изменения параметров пара только на характеристики паровых турбин (или их отсеков), что имеет наибольшее значение. Чтобы не затемнять изложение излишними подробностями, расчетные формы выведем без учета ограничений и без учета расхода электроэнергии на собственные нужды, а также применительно к характеристикам турбин типа ПТ, для которых выражения значительно проще, чем для турбин типа Т. Рассматриваемый вариант предусматривает описание расходной характеристики по расходу тепла на выходе любой турбины или отсека в следующей форме:

$$P_i = f(Q''_i) + \Delta P_i \quad (5.38)$$

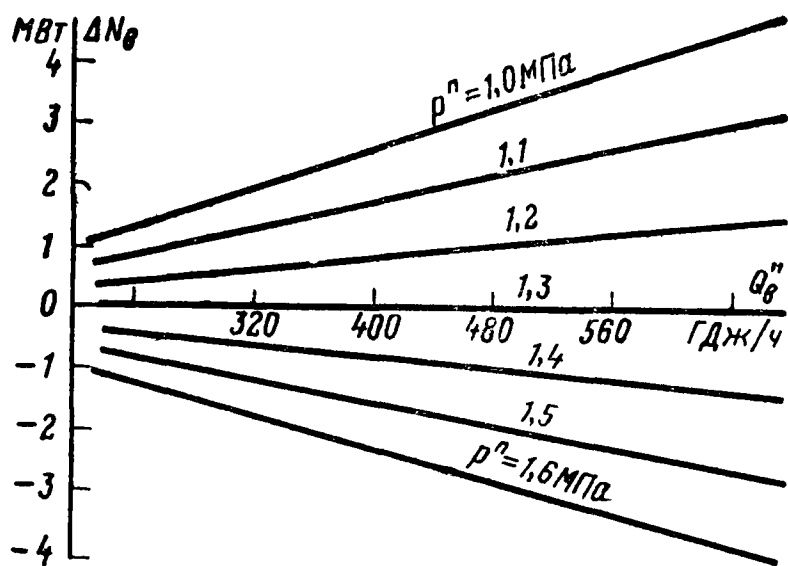


Рис. 5.6 Кривые поправок к мощности ЧВД турбины ПТ-60-130/13 на изменения давления в производственном отборе.

где $f(Q''_i)$ — основная часть характеристики, построенная для некоторых постоянных значений параметров пара

в камере отборов; ΔP_i — поправка к мощности на отклонение параметров пара от тех, для которых построена основная часть характеристики.

Поправки к расходным характеристикам отсеков на изменения параметров пара в камерах отборов определяются при испытаниях турбин или из заводских расчетов последних и приводятся обычно в форме кривых зависимостей поправок от параметров пара и расходов его или мощностей аналогично кривым на рис. 4.12. Такие кривые всегда можно перестроить в интересующую нас форму зависимости поправки от параметров пара и расхода тепла на выходе из отсека. В качестве примера на рис. 5.6 проведены такие поправочные кривые для ЧВД турбины ПТ-60-130, построенные по данным [51] для учета изменений давления пара в производственном отборе p^π . Как видно из рис. 5.6, ΔP_i в данном случае зависит от двух параметров — Q''_i и p^π . В общем виде для любого отсека или для отдельной турбины значения ΔP_i можно представить в зависимости от его тепловой нагрузки и параметров пара на входе и выходе следующим образом:

$$\Delta P_i = f(Q''_i, p'_i, i'_i, p''_i). \quad (5.39)$$

Зависимость параметров пара в камерах отборов от режима представляется в форме кривых зависимости энтальпии i (или температуры пара t), а также давления в камерах отборов от нагрузок отсеков аналогично кривым на рис. 4.11. Как видно из рис. 4.11, энтальпия пара в камере производственного отбора при постоянном давлении p^π однозначно зависит от нагрузки ЧВД. Если выразить ее в тепле, это дает:

$$i^\pi = f_{i,\pi}(Q''_в). \quad (5.40)$$

Аналогичным образом для i^T можно записать:

$$i^T = f_{i,T}(Q''_c, i^H). \quad (5.40a)$$

Выражения (5.40) могут быть представлены полиномами, конкретный вид которых должен быть определен при реализации методики.

На значения i^H и i^T влияют также отклонения давления пара в камерах отборов p^H и p^T , однако их влияние на мощности турбин (отсеков) учитывается в поправках на изменение давлений.

Необходимо заметить, что значения i^H и i^T целиком определяются режимом работы отсеков данной турбины и не зависят от работы других турбин, присоединенных к тем же коллекторам отборного пара, так как пар от других турбин в камеры отборов данной турбины не поступает. В отличие от этого давления в камерах отборов p^H и p^T зависят не только от режима работы данной турбины, но и от распределения по коллекторам потоков пара от всех присоединенных к каждому коллектору агрегатов (котлов, РОУ, турбин и их отсеков, а также потребителей), которые определяют потери давления в коллекторе. С учетом этого давление пара в любой z -й точке, принадлежащей l -му коллектору, в том числе в камере отбора турбины, присоединенной к этому коллектору (с учетом падения давления в отрезке паропровода, соединяющего камеру отбора с коллектором), можно выразить следующей формулой:

$$p^l_z = p^l_0 + \Delta p^l_z(D^l),$$

где p^l_0 — давление в некоторой «базисной» точке коллектора; Δp^l_z — падение давления от базисной точки до точки z ; D^l — вектор потоков пара, поступающих и отбираемых от коллектора.

В связи с тем, что характеристики агрегатов в данном варианте методики выражаются в единицах тепла, приведенное выражение заменяется приближенным:

$$p^l_z = p^l_0 + \Delta p^l_z(Q^l), \quad (5.41)$$

где Q^l — вектор потоков тепла (тепловых нагрузок) агрегатов и потребителей, присоединенных к l -му коллектору.

Особенности расчета компонентов вектор-градиента при учете изменений параметров пара. Значения мощностей всех турбин и их отсеков входят в качестве слагаемых в условие баланса мощностей в энергосистеме

φ_c , которое включено в целевую функцию (5.15) с множителем Лагранжа γ_c . Поэтому в частные производные целевой функции по всем рассматривавшимся в § 5.3 независимым переменным войдут дополнительные члены, являющиеся частными производными от поправок ΔP_i по этим переменным. Из (5.40) следует, что изменения энтальпии пара, а следовательно, поправки ΔP_i и частные производные от них зависят не только от типа агрегата или отсека (конденсационный, с противодавлением), но и от того, каким именно является отсек (ЧВД, ЧСД, ЧНД). Чтобы показать характер получающихся выражений, выведем их для частных производных целевой функции F (5.15) по тепловой нагрузке $Q''_{c,i}$ отсека с противодавлением, являющегося ЧСД турбины типа ПТ, отборы ПТ и Т которой работают на паропроводы соответственно k и l . При выводе выражений будем предполагать, как и ранее, что на паропроводы k и l работают и другие агрегаты, в том числе турбины. Будем обозначать относящиеся к ним поправки к мощности через ΔP^{kl}_j (в частном случае, когда агрегат присоединен только к одному из паропроводов k или l , лишний индекс опускается), а давление пара через p^k или p^l .

Дифференцируя целевую функцию (5.15) по независимой переменной $Q''_{c,i}$ и приравнявая частную производную нулю, получаем с учетом сказанного:

$$\frac{\partial F}{\partial Q''_{c,i}} = \gamma^k \frac{\partial Q'_{c,i}}{\partial Q''_{c,i}} + \gamma^l + \gamma_c \frac{\partial \varphi_c}{\partial Q''_{c,i}} = 0.$$

При вычислении всех членов этого выражения пренебрежем согласно сказанному выше членами $P_{r,c,n}$, $P_{s,c,n}$ и π , входящими в (5.8). При этом $\gamma^k = -b^k_{k,i}$, $\gamma_c = -b_0 = -b_{c,r}$. С учетом этого, а также $\partial Q'_{c,i} / \partial Q''_{c,i} = q'_{c,i} / q''_{c,i}$ получим:

$$\frac{\partial F}{\partial Q''_{c,i}} = \frac{1}{q''_{c,i}} \left(b^k_{k,i} q'_{c,i} - b_c q''_{c,i} \frac{\partial \varphi_c}{\partial Q''_{c,i}} \right) = -\gamma^l. \quad (5.42)$$

Входящую в правую часть (5.42) частную производную $\partial \varphi_c / \partial Q''_{c,i}$ нетрудно получить, дифференцируя (5.8) с учетом сделанных выше допущений, а также того, что в выражении (5.9) для P_r должны быть введены поправки ΔP_i и ΔP_j . Это дает:

$$\frac{\partial \varphi_c}{\partial Q''_{c,i}} = \frac{1}{q''_{c,i}} + \frac{\partial \Delta P_{c,i}}{\partial Q''_{c,i}} + \frac{\partial Q'_{c,i}}{\partial Q''_{c,i}} \left[\left(\frac{\partial \Delta P_{b,i}}{\partial p^{\Pi}_i} + \frac{\partial \Delta P_{c,i}}{\partial p^{\Pi}_i} \right) \frac{\partial p^{\Pi}_i}{\partial Q'_{c,i}} + \right.$$

$$\begin{aligned}
& + \sum \left[\frac{\partial \Delta P_j^{kl}}{\partial p_j^k} \frac{\partial p_j^k}{\partial Q'_{c,i}} \right] + \left(\frac{\partial \Delta P_{c,i}}{\partial i^T_i} + \frac{\partial \Delta P_{ч,i}}{\partial i^T_i} \right) \frac{\partial i^T_i}{\partial Q''_{c,i}} + \\
& + \left(\frac{\partial \Delta P_{c,i}}{\partial p^T_i} + \frac{\partial \Delta P_{н,i}}{\partial p^T_i} \right) \frac{\partial p^T_i}{\partial Q''_{c,i}} + \sum \frac{\partial \Delta P_j^{kl}}{\partial p_j^l} \frac{\partial p_j^l}{\partial Q''_{c,i}}. \quad (5.43)
\end{aligned}$$

Аналогичным путем можно получить выражения для компонентов вектор-градиента и условия оптимальности режима и для других независимых переменных.

Оптимизация давлений пара. Учет изменений параметров пара дает возможность при оптимизации режима выбирать оптимальные значения давлений пара во всех точках паропроводов как для отборного, так и для свежего пара. Для этого достаточно давление p^l_0 в базисной точке каждого (l -го) паропровода принять за дополнительную независимую переменную, вычислить аналогично предыдущему выражения для компонентов вектор-градиента $\partial F / \partial p^l_0$ и производить оптимизацию по этой переменной тем же путем, что и для тепловых нагрузок агрегатов. Это дает возможность найти оптимальные значения давлений p^l_0 , а по формуле (5.41) и давления в других точках p^l_z , являющиеся зависимыми переменными. При оптимизации необходимо учитывать ограничения в форме неравенств, наложенные на изменения давления по условиям режима работы данной ТЭС и потребителей вида

$$p_z^{l, \min} \leq p_z^l \leq p_z^{l, \max}; \quad z = 0 \div n. \quad (5.44)$$

Метод учета этих ограничений тот же, что и для других переменных (для независимых переменных p^l_0 закрепление на нарушенных пределах, а для остальных — ввод штрафных функций).

Анализ полученных результатов. Для сравнения рассматриваемой методики с упрощенной, изложенной в § 5.3, заметим, что выражение (5.24) для тех же условий, для которых выведено (5.42), т. е. при пренебрежении мощностью, расходуемой на собственные нужды, принимает вид:

$$\frac{\partial F}{\partial Q''_{c,i}} = \frac{1}{q''_{c,i}} (b_{к,i}^* q'_{c,i} - b_{c,r}) = -\gamma^l. \quad (5.45)$$

Сравнивая его с (5.42) и (5.43), нетрудно убедиться, что учет изменений параметров пара приводит к существенному усложнению выражения для частной производной $\partial F / \partial Q''_{c,i}$, так как входящая в (5.44) величина $b_{c,r}$ при учете изменений давления должна быть умножена на $q_{c,i}$ и на громоздкое выражение (5.43). Важно обратить внимание на то, что в это выражение входят члены, относящиеся не только к отсеку ЧСД, по нагрузке которого вычисляется производная, но и к другим отсекам данной турбины, а при работе ее отборов на общие паропроводы — также члены, относящиеся ко всем турбинам, связанным с этими паропроводами. Это обстоятельство показывает некорректность попыток учесть поправки на изменения параметров пара путем расчета на каждой итерации оптимизации характеристик турбины, соответствующей параметрам пара, полученным на этой итерации. Такой способ равносителен учету только первых двух членов (5.43), причем первый член входит в выражение для $\partial F / \partial Q''_{c,i}$ и при неучете поправок. Между тем сумма остальных членов может превышать по модулю второй член и иметь противоположный знак. В таких случаях рассматриваемый способ учета изменений параметров пара может увеличить погрешности расчета.

Недостаток рассмотренного варианта методики заключается в том, что он не позволяет находить температуры пара и воды в отдельных элементах тепловой схемы станции, что часто бывает весьма важно для удовлетворения требований потребителей тепла.

Для устранения этого недостатка необходим переход к представлению характеристик агрегатов и элементов тепловой схемы ТЭС не в тепле, а в единицах расхода пара (воды) с учетом их параметров (температуры, давления). Однако такой переход приводит к еще более громоздким выражениям и усложняет методику. Кроме того (и это главное препятствие для ее осуществления), переход на этот путь требует очень большого объема исходной информации, которой большинство ТЭС в настоящее время не располагают. Поэтому, по-видимому, вначале будет реализован первый вариант, изложенный выше. Переход ко второму потребует большой подготовительной работы, составной частью которой должно явиться накопление опыта работы по первому варианту методики.

МЕТОДИКА РАСЧЕТА УСТАНОВИВШЕГОСЯ РЕЖИМА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

Расчеты установившегося режима (потокораспределения) в электрической сети принадлежат к числу часто применяемых на всех временных и территориальных уровнях диспетчерского управления, а также в проектных и научно-исследовательских организациях. Они производятся для проверки допустимости планируемого режима при краткосрочном, долгосрочном и перспективном планировании, при разрешении заявок на ремонты основного оборудования электростанций и электрических сетей, при выборе уставок противоаварийной автоматики и решении ряда других вопросов. Кроме того, методы и алгоритмы расчетов установившегося режима электрической сети являются основой методов более сложных расчетов, в частности рассматриваемых ниже методов оптимизации режимов электрической сети (см. гл. 7), комплексной оптимизации режима энергосистем по всем переменным, расчетов устойчивости и др.

Рассматриваемая в настоящей работе методика расчета установившегося режима электрической сети предназначена в основном для работы в составе алгоритмов оптимизации, хотя и может применяться самостоятельно.

6.1. ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ

Рассмотрим эквивалентную схему электрической сети, содержащую $n+1$ узел с индексами i ($i=0, 1, \dots, n$) и b ветвей с индексами l ($l=1, 2, \dots, b$). Их множества обозначим соответственно через G и L . В состав некоторых ветвей могут входить трансформаторы. Число их обозначим через t , а множество через T . Множество ветвей без трансформаторов обозначим через B .

Узлы, на которые работают электростанции или регулируемые источники реактивной мощности — синхронные компенсаторы (СК), батареи статических конденсаторов, будем называть генераторными. Их множество обозначим G . Остальные узлы назовем нагрузочными (множество H).

Активные и реактивные сопротивления элементов схемы, а также коэффициенты трансформации трансформаторов мы будем называть параметрами схемы.

При эксплуатационных расчетах установившихся режимов электрической сети все параметры схемы обычно заданы. Исключение в отдельных случаях представляют коэффициенты трансформации трансформаторов, допускающие регулировку, которая должна определяться при расчете режима.

Режим работы сети при заданной схеме и ее параметрах определяется параметрами режима, к числу которых относятся активные и реактивные мощности генерирующих источников (электростанций, синхронных компенсаторов, батарей статических конденсаторов и др.), активные и реактивные нагрузки потребителей, токи указанных объектов, активные и реактивные мощности и токи ветвей, модули напряжения всех узлов эквивалентной схемы, а также их действительные и мнимые составляющие или фазовые углы.

При расчете потокораспределения электрической сети со схемой, насчитывающей $n+1$ узел, заданными величинами являются $2n+1$ независимых параметров режима. Остальные параметры режима являются зависимыми и могут быть определены через независимые путем решения уравнений установившегося режима (УУР), а также расчетов по простым формулам (например, определение тока по заданным активной и реактивной мощностям и напряжению).

Можно в принципе проводить расчет потокораспределения электрической сети без учета фазовых углов. Такой способ применялся ранее в расчетных моделях сети постоянного тока. При этом требуется задание меньшего числа независимых параметров, а именно $n+1$, но удовлетворительные результаты получаются лишь при малых фазовых углах («легкие» режимы). Поэтому ниже модель сети постоянного тока не рассматривается.

Таким образом, для определения режима в каждом узле, кроме одного, должно быть задано по два независимых параметра и лишь в последнем — один. Этот узел называется балансирующим. В числе независимых параметров по крайней мере в одном узле необходимо задать модуль напряжения. Этот узел называется базисным по напряжению. Обычно в качестве балансирующего и базисного выбирают один и тот же узел. Ему будем присваивать индекс 0. Таким образом, в балансирующем узле задаются модуль напряжения U_0 и

фазовый угол δ_0 , обычно принимаемый равным 0. Активная P_0 и реактивная Q_0 мощности балансирующего узла определяются из условия баланса мощностей в сети, включая потери в ней, которые заранее неизвестны. Они могут быть определены только из расчета установившегося режима. Поэтому в качестве балансирующего обязательно необходимо выбирать узел, на который работает электростанция (желательно, имеющая достаточную мощность, чтобы покрыть ожидаемые активную и реактивную нагрузки P_0 и Q_0).

Выбор независимых параметров режима в остальных узлах определяется следующими соображениями. Активные и реактивные нагрузки потребителей определяются по прогнозу или по аналогии со значениями, имевшими место при эксплуатационных замерах, и предполагаются заданными. Точно так же на основании расчетов оптимального режима по активной мощности или эксплуатационных соображений задаются активные мощности станций (кроме балансирующей). В качестве второго независимого параметра в генерирующих узлах должны быть заданы или напряжения, или реактивные мощности. Подмножество генераторных узлов с заданными P_i , U_i мы обозначим через Γ_1 и будем называть их опорными (основание для такого названия изложено в § 6.2), а подмножество генераторных узлов с заданными P_i и Q_i — через Γ_2 (неопорные узлы).

Таким образом, задача расчета установившегося режима электрической сети сводится к решению УУР при следующих исходных условиях:

а) опорные узлы

$$\begin{aligned} P_i - \bar{P}_i &= 0 \quad i \in \Gamma_1; \quad i \neq 0; \\ U_i - \bar{U}_i &= 0; \end{aligned} \quad (6.1)$$

б) неопорные и нагрузочные узлы

$$\begin{aligned} P_i - \bar{P}_i &= 0 \quad i \in \Gamma_2 + H; \\ Q_i - \bar{Q}_i &= 0; \end{aligned} \quad (6.1a)$$

в) балансирующий узел

$$U_0 - \bar{U}_0 = 0, \quad (6.16)$$

где чертой сверху обозначено заданное значение параметра.

Кроме того, должны быть заданы коэффициенты трансформации всех трансформаторов, входящих в рас-

четную схему: $K_{тl,d}$ в продольной и $K_{тl,q}$ в поперечной оси.

В результате решения УУР обычно определяют активную и реактивную мощности в балансирующем узле P_0 и Q_0 , реактивные мощности $Q_i (i \in \Gamma_1)$ в опорных узлах и модули напряжения $U_i (i \in \Gamma_2 + H)$ в неопорных и нагрузочных узлах. Кроме того, во всех узлах должны быть определены действительные и мнимые составляющие напряжений U'_i и U''_i или фазовые углы δ_i . Зная перечисленные величины, нетрудно найти все остальные зависимые параметры режима, в частности токи узлов, активные и реактивные мощности и токи ветвей и др. Например, поток мощности, протекающей по ветви, соединяющей i -й узел с j -м, со стороны i -го узла можно определить из следующего выражения:

$$\hat{S}_{ij} = P_{ij} - jQ_{ij} = \hat{U}_i (\dot{U}_i - \dot{U}_j) \dot{Y}_{ij}, \quad (6.2)$$

где $\dot{Y}_{ij}$ — проводимость ветви $i-j$; значок « $\wedge$ » — сопряженное комплексное число.

Учет ограничений. Найденные в результате решения УУР зависимые параметры режима могут не удовлетворять условиям допустимости режима. Например, могут выходить за допустимые пределы напряжения в неопорных и нагрузочных узлах, реактивные мощности в опорных узлах, токи ветвей эквивалентной схемы сети. Регулярные алгоритмы ввода режима в допустимую область весьма сложны и применяются лишь в задачах оптимизации режима электрической сети (см. гл. 7). При расчете установившегося режима обычно предусматривается только учет ограничений в форме неравенств, наложенных на реактивные мощности в узлах с заданными P_i , $U_i (i \in \Gamma_1)$. Эти ограничения имеют следующий вид:

$$Q_i^{min} \leq Q_i \leq Q_i^{max}. \quad (6.3)$$

В случае нарушения ограничения реактивная мощность закрепляется на нарушенном пределе и узел переходит в разряд неопорных узлов с заданными P_i , $Q_i (i \in \Gamma_2)$. Однако при этом могут быть нарушены ограничения по напряжениям в данном или соседних узлах.

В некоторых работах [1] при расчете установившегося режима учитываются также ограничения, наложен-

ные на изменения модулей напряжения в узлах и имеющие вид:

$$U_i^{min} \leq U_i \leq U_i^{max}. \quad (6.3a)$$

Для устранения нарушений этих ограничений предусматривается изменение коэффициентов трансформации трансформаторов в соответствующих ветвях. Наконец, в некоторых работах [61] в случае нарушения ограничений по активной мощности P_0 в балансирующем узле небаланс распределяется между другими генераторными узлами в соответствии с заранее заданными статическими характеристиками.

Все описанные приемы учета ограничений при расчете установившегося режима являются палиативными и часто не обеспечивают ввода режима в допустимую область, несмотря на физическую возможность этого, например, в случаях, когда для устранения нарушений ограничений вида (6.3) в данном узле необходимо изменить заданные значения U , Q в других узлах или коэффициентов трансформации трансформаторов. Поскольку ввод режима в допустимую область более строгими методами обеспечивается при оптимизации режима, в методике расчета установившегося режима, принятой в настоящей работе, учитывается только ограничение вида (6.3) путем закрепления реактивной мощности $Q_i (i \in \Gamma_1)$ на каком-нибудь (верхнем или нижнем) пределе в случае нарушения этого предела.

Требования к методам расчета установившегося режима для задач оптимизации значительно выше, чем к методам, предназначенным только для самостоятельного применения. Это относится в первую очередь к требованию обеспечения надежности расчета. При работе в составе алгоритма оптимизации расчет установившегося режима электрической сети производится на каждой итерации оптимизации с использованием заданных автоматически на предыдущей итерации независимых параметров режима $U_i (i \in \Gamma_1)$, $Q_i (i \in \Gamma_2)$, а также коэффициентов трансформации трансформаторов. В результате на некоторых итерациях оптимизации заданные условия (6.1) могут оказаться несовместными (т. е. решение УУР, удовлетворяющее всем им одновременно, не существует). Обычные алгоритмы расчета установившегося режима электрической сети в таких случаях вообще не дают возможности найти какое-либо

решение, так как процесс итераций не сходится и происходит заикливание либо автоматический останов ЭВМ. Очевидно, что при этом становится невозможным и доведение до конца процесса оптимизации. Во избежание этого к методам расчета установившегося режима, предназначенным для работы в составе алгоритмов оптимизации, предъявляется требование в случае задания несовместных условий обеспечивать получение ближайшего существующего решения, т. е. решения, по возможности в минимальной степени нарушающего заданные условия. Изменение заданных условий с целью ввода режима в область существования решения, а также в допустимую область возлагается на алгоритм оптимизации. Разумеется, возможность получить решение при несовместных условиях полезна и при самостоятельных расчетах установившегося режима (без оптимизации). Это позволяет лицу, производящему расчет, наметить направление, в котором необходимо изменить заданные условия для получения желаемого решения. Кроме того, если нарушения заданных условий невелики, полученный режим может быть практически приемлем.

Вторым важным требованием к рассматриваемым методам является их близость к методам оптимизации и легкая совместимость с ними.

Разумеется, к рассматриваемым методам и предъявляются все обычные требования — быстрота расчета, экономия памяти ЭВМ и др.

6.2. ОСНОВНЫЕ ФОРМЫ УРАВНЕНИЙ УСТАНОВИВШЕГОСЯ РЕЖИМА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ И ВОПРОСЫ СУЩЕСТВОВАНИЯ И НЕОДНОЗНАЧНОСТИ ИХ РЕШЕНИЙ

Чаще всего используется прямая форма УУР электрической сети, имеющая вид [19, 36]:

$$\dot{Y} (\dot{U} - \dot{U}_0) = \dot{I}, \quad (6.4)$$

где $\dot{Y}$ — квадратная матрица проводимостей порядка n , каждый диагональный элемент которой $\dot{Y}_{ii}$ равен сумме проводимостей ветвей, связанных с i -м узлом, а каждый внедиагональный элемент которой $\dot{Y}_{ij}$ равен взятой со знаком «—» проводимости ветви, соединяющей i -й и j -й узлы схемы; $\dot{U} = (\dot{U}_1, \dots, \dot{U}_n)$ — вектор-столбец напряжений узлов; $\dot{U}_0$ — вектор-столбец, все элементы кото-

рого равны напряжению балансирующего узла; $\dot{\mathbf{I}} = (\dot{I}_1, \dots, \dot{I}_n)$ — вектор-столбец токов узлов.

Наряду с этим в [4, 47, 59, 60] нередко описывается обращенная форма УУР, имеющая вид:

$$\dot{\mathbf{U}} = \dot{\mathbf{Z}}\dot{\mathbf{I}} + \dot{\mathbf{U}}_0, \quad (6.4a)$$

где $\dot{\mathbf{Z}} = \dot{\mathbf{Y}}^{-1}$ — квадратная матрица узловых сопротивлений.

Уравнения (6.4) линейны и, если матрица $\dot{\mathbf{Y}}$ (или $\dot{\mathbf{Z}}$) неособенная, всегда имеют единственное решение. Однако, как показано в § 6.1, при практических расчетах за независимые параметры принимаются и задаются не токи, а мощности, связанные с напряжениями и токами следующим выражением:

$$\dot{I}_i = \frac{\hat{S}_i}{\hat{U}_i}, \quad (6.5)$$

где $\hat{S}_i = P_i + jQ_i$ — полная мощность i -го узла.

Если мощности $\hat{S}_i$ заданы во всех n узлах, то подстановка (6.5) в (6.4) и (6.4a) дает (прямая форма):

$$\dot{\mathbf{Y}}(\dot{\mathbf{U}} - \dot{\mathbf{U}}_0) = \hat{\mathbf{U}}_d^{-1}\hat{\mathbf{S}} \quad (6.6)$$

или (обращенная форма):

$$\dot{\mathbf{U}} = \dot{\mathbf{Z}}\hat{\mathbf{U}}_d^{-1}\hat{\mathbf{S}} + \dot{\mathbf{U}}_0, \quad (6.6a)$$

где $\hat{\mathbf{U}}_d$ — диагональная матрица, на пересечении i -й строки и i -го столбца которой находится напряжение i -го узла $\hat{U}_i$.

В отличие от выражений (6.4) выражения (6.6) нелинейны и могут независимо от вида матриц $\dot{\mathbf{Y}}$ или $\dot{\mathbf{Z}}$ иметь при одном и том же заданном значении $\hat{\mathbf{S}}$ множество решений (неоднозначность решения), а при некоторых значениях $\hat{\mathbf{S}}$ вообще не иметь ни одного решения (режим, соответствующий этим значениям мощности, не существует). Вывод о нелинейности УУР и неоднозначности их решений остается в силе и в случаях, когда реактивные мощности заданы только в части узлов, а в остальных (опорных) заданы напряжения.

Неоднозначность и нарушение условий существования решения принадлежат к числу обстоятельств, су-

ущественно снижающих надежность расчетов. Впервые на возможность существования нескольких решений при одних и тех же исходных данных обращено внимание в работе [37]. После этого вопросам неоднозначности и существования решений посвящены исследования

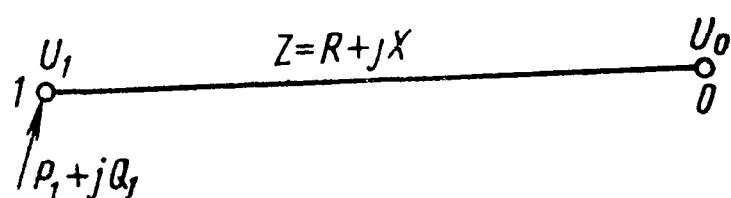


Рис. 6.1. Двухузловая схема электрической сети.

ряда авторов, в том числе [6, 19, 24, 32, 34]. Наиболее отчетливо существо проблемы и пути преодоления возникающих затруднений можно выяснить, рассматривая, как это было сделано в [6, 19], простейшую двухузловую

схему, представленную на рис. 6.1. Допустим, что напряжение $\dot{U}_0$ и мощность $\dot{S}_1 = P_1 + jQ_1$ заданы и требуется определить напряжение 1-го узла $\dot{U}_1 = U'_1 + jU''_1$, где U'_1 — действительная (продольная), а U''_1 — мнимая (поперечная) составляющие. Предполагается, что узел 0 принадлежит мощной энергосистеме, которая в состоянии воспринять любые изменения потока мощности, притекающей со стороны 1-го узла.

Поскольку поток мощности в начале ветви 1—0 в данном случае равен $\dot{S}_1$, напряжение $\dot{U}_1$ можно определить по формуле

$$\dot{U}_1 = \dot{Z} \frac{\hat{S}_1}{\hat{U}_1} + U_0,$$

или после простых преобразований:

$$U'^2_1 + U''^2_1 - U_0 U'_1 - R P_1 - X Q_1 = 0;$$

$$U_0 U''_1 + R Q_1 - X P_1 = 0.$$

Это система уравнений второго порядка относительно неизвестных U'_1 и U''_1 . Ее решение имеет вид:

$$U'_1 = U_0/2 \pm \sqrt{U_0^2/4 + R P_1 + X Q_1 - U''^2_1}; \quad (6.7)$$

$$U''_1 = \frac{X P_1 - R Q_1}{U_0}. \quad (6.7a)$$

Из (6.7) следует, что при заданном значении $\dot{S}_1$ для U''_1 всегда существует одно решение, а для U'_1 и, следовательно, для модуля U_1 — два решения, соответствующие знакам «+» или «—» перед корнем. Будем

называть их решениями соответственно 1 и 2 В очень редком частном случае, когда подкоренное выражение (дискриминант) $d=U_0^2/4 + RP_1 + XQ_1 - U''_1^2 = 0$, оба решения совпадают. При $d < 0$ решение не существует, так как формула дает комплексное значение для действительной величины U'_1

Нетрудно убедиться, что при малых активных нагрузках допустимые и физически реализуемые (удовлетворяющие техническим и эксплуатационным ограничениям) режимы соответствуют решению 1. Решение 2 дает при этом недопустимо низкие напряжения и большие углы

Например, при $Z=20+j100$ Ом, $U_0=110$ кВ и $S_1=20,0+j0,0$ МВ·А имеем

Решение 1 $U_1=110,5+j18,2$, откуда $U_1=112,0$ кВ, $\delta_1=9,5^\circ$

Решение 2 $U_1=-0,5+j18,2$, откуда $U_1=18,2$ кВ, $\delta_1=91,6^\circ$

Наоборот, при больших активных нагрузках (углы $\delta > 30-35^\circ$) допустимые и физически реализуемые режимы определяются решением 2, а решение 1 дает недопустимо высокие напряжения. Например, для той же схемы, но при $S_1=150,0+j90,0$ МВ·А имеем

Решение 1 $U_1=80,0+j120,0$ или $U_1=144,2$ кВ, $\delta_1=56,3^\circ$

Решение 2 $U_1=30,0+j120,0$ или $U_1=123,7$ кВ, $\delta_2=76,0^\circ$

Рассчитанные по формулам (6.7) зависимости напряжения U_1 от реактивной мощности Q_1 при заданных значениях активной мощности P_1 и постоянном напряжении $U_0=110$ кВ для рассматриваемой схемы приведены на рис. 6.2

Анализ результатов решения приведенного примера и рис. 6.2 позволяют установить причины затруднений, нередко возникающих при расчетах установившегося режима, и наметить пути их преодоления

Большинство применяемых для расчетов установившегося режима итерационных методов, основанных на поузловом решении УУР (в частности, метод Гаусса — Зейделя), обеспечивают сходимость к решениям, отличающимся меньшими фазовыми углами δ , т. е. к решению 1. Решение 2 для таких методов неустойчиво (речь идет об устойчивости или неустойчивости решения данным методом, а не режима), т. е. при сколь угодно ма-

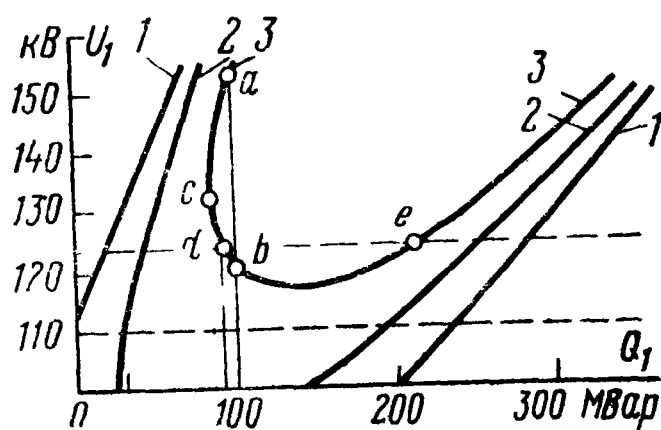


Рис. 6.2 Зависимость напряжения U_1 от реактивной мощности Q_1 при различных значениях активной мощности P_1
 1 — $P_1=40$ МВт 2 — $P_1=100$ МВт 3 — $P_1=150$ МВт

лых отклонениях начальных значений напряжений от решения итерационный процесс «уходит» от этого решения. Поэтому, если даже подставить в качестве начального приближения параметры режима 2, процесс итераций уйдет от начального приближения и сойдется к решению 1. Как уже указывалось, в случае задания в узле 1 активной и реактивной мощностей P_1 и Q_1 при малых фазовых углах, эта особенность не вызывает каких-либо затруднений, так как именно решение 1 соответствует допустимому режиму. Однако при больших активных нагрузках и углах $\delta_1 > 30 \div 35^\circ$ решение, к которому сходится процесс, характеризуется недопустимо высоким напряжением (например, при $P_1 = 150$ МВт, $Q_1 = 100$ Мвар, решению 1 соответствует точка a на рис. 6.2, для которой $U_1 = 155$ кВ). Попытки уменьшить это напряжение снижением реактивной мощности Q_1 чаще всего не дают результатов, так как снижение Q_1 возможно только до достижения точки c при $Q_1 = 85$ Мвар и $U_1 = 133$ кВ. При этом подкоренное выражение d в (6.7) обращается в нуль. При дальнейшем снижении Q_1 нарушается условие существования режима (величина d становится отрицательной) и решение вообще не может быть получено. Таким образом, при задании в узле 1 мощностей P_1 и Q_1 и применении указанного метода расчета решения, соответствующие допустимому режиму (точки b и d на рис. 6.2), вообще не могут быть получены.

Из рис. 6.2 видно, что наименьшее допустимое значение Q_1 часто очень близко к значению, обеспечивающему допустимый режим. Например, при $P_1 = 150$ МВт допустимый режим обеспечивается при $Q_1 = 90 \div 100$ Мвар, в то время как при $Q_1 < 85$ Мвар режим не существует. Разница между заданиями по Q_1 , обеспечивающими допустимый режим и нарушающими условия его существования, при меньших значениях P_1 (кривые 1, 2 на рис. 6.2) еще меньше. Поэтому возможность нарушения условий существования решения в процессе ввода режима в допустимую область (как вручную, так и автоматически) при задании в узлах P и Q весьма велика.

Неоднозначность решений сохраняется и в случае задания в узле 1 мощности P_1 и напряжением U_1 . Так, например, для рассмотренной выше схемы имеем при $P_1 = 20,0$ МВт, $U_1 = 112$ кВ:

Решение 1. $Q_1 = 0$; $\delta_1 = 9,5^\circ$.

Решение 2. $Q_1=244$ Мвар; $\delta_1=193,2^\circ$. При $P_1=150,0$ МВт, $U_1=123,7$ кВ.

Решение 1. $Q_1=90,0$ Мвар; $\delta_1=76,0^\circ$.

Решение 2. $Q_1=218,0$ Мвар; $\delta_1=142,8^\circ$.

Таким образом, при задании в узле P_1, U_1 , как и при задании в узле P_1, Q_1 , решение 1, к которому обеспечивается сходимость итерационных процессов, отличается меньшими углами. Однако в данном случае как при малых, так и при больших мощностях P_1 физически реализуемые режимы определяются именно решением 1. Решение 2 дает очень большие углы, лежащие в неустойчивой области, и нереально большие реактивные мощности. Это видно и из рис. 6.2, в котором напряжению $U_1=123,7$ кВ соответствуют точки d (решение 1: $Q_1=90$ Мвар) и e (решение 2: $Q_1=218$ Мвар). При задании P_1, U_1 также возможно нарушение условий существования решения, однако это связано с физической невозможностью передать по сети заданную активную мощность при требуемом напряжении, а не со случайным введением слишком малой величины Q_1 .

Необходимо также заметить, что, как видно из рис. 6.2, сравнительно небольшие изменения U_1 обычно вызывают существенные изменения Q_1 . Поэтому в случаях, если при заданном U_1 значение Q_1 выходит за допустимые пределы, режим часто удастся ввести в допустимую область изменением U_1 , причем, если режим не лежит вблизи границы статической устойчивости, уменьшение U_1 для уменьшения Q_1 не связано с риском нарушить условия существования решения.

Поэтому задание в узле P, U обеспечивает гораздо большую надежность получения физически реализуемого решения, чем задание P, Q .

Вопросы неоднозначности и условий существования решений в случае многоузловых схем. Большинство существующих методов решения УУР предусматривают их поузловое решение (на каждой итерации изменяются параметры, относящиеся только к одному узлу). При этом на каждой итерации многоузловую схему можно привести к двухузловой, состоящей из i -го узла и балансирующего узла (БУ), с напряжением, равным:

$$\dot{U}^n_o = \dot{U}_o + \sum_{j=1 (j \neq i)}^n \dot{Z}_{ij} \frac{\hat{S}_j}{\hat{U}_j}. \quad (6.8)$$

Тогда для i -го узла можно записать следующее уравнение:

$$\dot{U}_i = \dot{U}^n_o + \dot{Z}_{ii} \frac{\hat{S}_i}{\hat{U}_i}. \quad (6.9)$$

Поскольку уравнение (6.9) дает для каждого узла, кроме БУ, два корня, очевидно, что для схемы, содержащей $n+1$ узлов, возможно существование 2^n корней, которые могут быть как действительными, так и комплексными числами. Поскольку отрицательный знак дискриминанта d соответствует нарушению условий существования режима, практический интерес представляют лишь вещественные и при этом для модулей напряжения положительные решения ($U > 0$). Такие решения в [60] названы «реальными».

В [60] на основе анализа корней УУР для нескольких конкретных схем было обнаружено существование всего двух реальных корней. В работе предложен также метод, позволяющий найти оба эти корня. Поэтому представлялось весьма важным выяснение вопроса, имеет ли это положение общий или частный характер, так как в первом случае имелась бы возможность найти оба корня и выбрать из них наиболее подходящий для данных условий.

С этой целью во ВНИИЭ ВЦ ГТУ была разработана экспериментальная программа расчета установившегося режима по методу Гаусса — Зейделя. Она отличалась от обычной (основанной на методике узловых напряжений) тем, что для каждого узла решалась система из двух квадратных уравнений, получаемая из (6.6).

В частности, по данной программе во ВНИИЭ ВЦ ГТУ были найдены четыре реальных решения для замкнутой трехузловой схемы при задании в ее узлах, кроме БУ, значений P и Q . При этом практически приемлемым является только одно решение, которое при расчетах существующими методами при обычном начальном приближении (фазовые углы малы или равны нулю) не удается получить.

Больше двух решений получено и в действительных схемах. В частности, для схемы сети реальной энергосистемы, имеющей 37 узлов, найдены три реальных решения, причем одно из них совпадает с получаемым по методу Гаусса — Зейделя при задании во всех узлах (кроме БУ) P_i и Q_i и отличается неприемлемо высокими напряжениями в ряде узлов. Более двух решений для ряда схем получено также в [32].

Таким образом, экспериментально показано, что при задании во всех узлах кроме БУ величин P_i и Q_i система УУР может иметь более двух реальных (т. е. ве-

щественных и положительных) решений для напряжений узлов.

Вместе с тем экспериментальные расчеты и сотни расчетов практического назначения по программам для определения установившегося и оптимального установившегося режима электрической сети, производившиеся различными исследователями, дали результаты, качественно аналогичные результатам, описанным выше для двухузловой схемы.

В частности, эти расчеты подтвердили, что при больших нагрузках сети (углы между напряжениями больше $30\text{--}40^\circ$) итерационные процессы при задании во всех узлах P_i и Q_i сходились к недопустимо высоким напряжениям (часто на $30\text{--}50\%$ выше номинального). Так же как и для двухузловой схемы, попытки снизить напряжения путем уменьшения Q_i при указанных углах приводили к нарушению условий существования решений и расходящемуся процессу итераций. При этом также часто достаточно было лишь незначительно уменьшить реактивную мощность узла, чтобы получить расходящийся процесс.

Следует заметить, что случаи неудовлетворительной сходимости и невозможности получить допустимое решение несмотря на его существование при задании во всех узлах P_i , Q_i наблюдались не только при расчетах по методу Гаусса — Зейделя, но и при применении метода Ньютона. Эти случаи объясняются переходом изображающей точки в ходе итераций из зоны притяжения одного решения к зоне притяжения другого (меняется знак якобиана).

Как и для двухузловой схемы, переход на задание в генераторных узлах P_i , U_i вместо P_i , Q_i практически снимает рассмотренные затруднения и обеспечивает нахождение допустимого решения, если оно существует при заданных условиях расчета. Вместе с тем исследования авторов показали, что задавать P_i , U_i во всех генераторных узлах не нужно и нецелесообразно (это удлиняет процесс оптимизации). Для предупреждения затруднений, связанных с неоднозначностью и нарушением условий существования решения, достаточно задать P_i , U_i лишь в части генераторных узлов, называемых, как указано в § 6.1, опорными. Их необходимо выбирать таким образом, чтобы фазовые углы δ_{ij} между напряжениями любого j -го неопорного или нагрузочного

узла и ближайшего по «дереву» схемы i -го опорного узла не превышали $30\text{—}35^\circ$. Такой выбор создает в каждом узле с заданными P_j , Q_j ситуацию, аналогичную рассмотренной выше для случая двухузловой схемы— благодаря малости угла δ_{ij} процесс итераций сходится к физически осуществимому решению. Это обстоятельство и послужило основанием к тому, чтобы назвать такие узлы опорными. Следует отметить, что впервые указание на необходимость для получения физически реализуемых решений задавать в части узлов P_i , U_i высказано в [37].

Назначение лишних опорных узлов не только не дает каких-либо преимуществ, но и в ряде случаев (если опорными являются близкие по схеме узлы с малыми сопротивлениями соединяющих их ветвей) может замедлить сходимость итерационного процесса оптимизации (см. гл. 7).

Для выбора опорных узлов, если расчет установившегося режима для данной схемы производится впервые, целесообразно произвести расчет такого режима при наиболее тяжелых условиях, при которых можно ожидать наибольших значений δ_{ij} . Необходимо подчеркнуть, что явления неоднозначности и нарушения условий существования решения отражают не только свойства используемой математической модели, но и физику процессов, имеющих место в реальных энергосистемах. В частности, при дефиците реактивной мощности в реальной энергосистеме может возникнуть «лавина напряжений».

Учет ограничений по реактивной мощности узлов. Обычный метод учета ограничений в форме неравенств вида (6.3), наложенных на реактивные мощности в опорных узлах, состоит, как указано в § 6.1, в закреплении Q_i , вышедшей за допустимый предел, на этом пределе. При этом опорный узел переходит в разряд неопорных, что может вызвать рассматривавшиеся выше затруднения, связанные с неоднозначностью или нарушением условий существования решения.

Наиболее правильный путь учета таких ограничений состоит в том, чтобы, не закрепляя реактивную мощность, изменить заданное напряжение U_i настолько, чтобы устранить нарушение ограничения. Этот путь и принят при оптимизации режима (гл. 7). Однако применение его значительно осложняет методику. Поэтому в на-

стоящей работе для расчетов только установившегося режима принято закрепление Q_i на нарушенном пределе. При возникновении затруднений необходимо переходить к алгоритму оптимизации режима или к специально описанной в гл. 7 его более простой модификации, предусматривающей только отыскание допустимого режима.

6.3. КРАТКИЙ ОБЗОР МЕТОДОВ РАСЧЕТА УСТАНОВИВШЕГОСЯ РЕЖИМА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ И ВЫБОР МЕТОДА, ПОДХОДЯЩЕГО ДЛЯ ЗАДАЧИ ОПТИМИЗАЦИИ

Сравнение методов поузлового решения УУР и решения их сразу для всех узлов. Как указывалось в § 6.1 и 6.2, расчет установившегося режима электрической сети сводится к решению системы нелинейных алгебраических уравнений, получающихся из (6.4) при подстановке в них (6.5). Эта система может быть решена только итерационными методами, которые можно подразделить на следующие основные группы:

а) методы, предусматривающие последовательное итеративное решение уравнений, относящихся к одному узлу, друг за другом. Ниже они будут называться поузловыми методами;

б) методы, предусматривающие на каждой итерации одновременное решение системы линейных уравнений типа (6.4) сразу для всех узлов; итерации при этом требуются для учета нелинейностей, вызванных главным образом заданием мощностей в узлах.

К числу поузловых методов относится метод Гаусса — Зейделя [36] и методы поузлового решения линеаризованной по Ньютону системы УУР, описанные в [6], а также в работах ряда зарубежных авторов, в частности Карпантье [73]. В этих работах расчет как установившегося, так и оптимального режима производится путем последовательного решения методом Ньютона уравнений, определяющих установившийся или оптимальный режим для каждого узла.

К числу методов, основанных на одновременном решении систем линейных уравнений для всех узлов, относятся методы, использующие обращенную форму УУР (6.6а), а также предусматривающие решение системы уравнений (6.4) и (6.5) методом Гаусса с упорядочен-

ным исключением неизвестных. К этому классу методов относится и метод Ньютона, применяемый сразу для всей системы УУР (6.4) с учетом (6.5).

Среди поузловых методов наибольшее распространение получил метод Гаусса — Зейделя [36], основанный на итеративном решении последовательно для одного узла за другим следующего уравнения, получающегося при подстановке выражения (6.5) в (6.4):

$$\dot{U}_i = \frac{\frac{P_i - jQ_i}{\hat{U}_i} - \sum_{\alpha \in G_i} \dot{Y}_{i\alpha} \dot{U}_\alpha}{\dot{Y}_{ii}}, \quad (6.10)$$

где $\dot{Y}_{ii}$ — собственная проводимость i -го узла; $\dot{Y}_{i\alpha}$ — взаимная проводимость между узлами i и α ; G_i — множество узлов (индекса α), непосредственно связанных с i -м узлом ветвями $i-\alpha$.

Многолетний опыт расчетов установившегося режима электрической сети, производившихся рядом организаций, показал, что этим методом не удастся получить решение для некоторых схем. К ним относятся схемы с отрицательными реактивными сопротивлениями отдельных ветвей, которые образуются благодаря наличию продольной емкостной компенсации или при замене многообмоточных трансформаторов эквивалентными двухобмоточными. Затруднено получение решения данным методом для схем, содержащих разомкнутые цепочки узлов и др. Это обнаружено для таких схем и при расчетах по описанному в [6] поузловому методу оптимизации режима, а также при решении методом Гаусса — Зейделя систем линейных алгебраических уравнений, используемых для вычисления частных производных потерь по активным и реактивным мощностям узлов.

Вместе с тем в подобных случаях расчеты, производившиеся ВНИИЭ ВЦ ГТУ способами, предусматривающими одновременное решение системы линейных алгебраических уравнений для всех узлов, в частности способами, основанными на обращенной форме УУР [47, 59] и методе Ньютона [6], не встречают затруднений. Аналогичные результаты получены другими организациями в СССР и за рубежом. В частности, в [74, 80] указано, что переход от метода Карпантье, предусматривающего поузловое решение, к решению системы сра-

зу для всей сети резко улучшил условия сходимости итерационных процессов.

Изложенное позволяет сделать вывод, что методы, предусматривающие решение системы уравнений (6.4) сразу для всей сети, имеют более широкую область сходимости, чем поузловые. Вместе с тем, как показано ниже, такие методы позволяют обеспечить и приемлемые объем, и время решения задачи. В силу этого методы одновременного решения УУР в настоящее время предпочтительнее и выбор рабочего метода производится ниже только из их числа.

Сравнение методов, использующих матрицу узловых проводимостей и матрицу узловых сопротивлений. Как показано выше, для рассматриваемого круга задач подлежат сравнению только методы, предусматривающие одновременное решение УУР для всех узлов. При этом на каждой итерации решается линейная система УУР, имеющая вид (6.4) при использовании прямой формы (с матрицей Y) или (6.4а) при использовании обращенной формы (с матрицей Z).

Решение любой из систем уравнений дает одинаковые результаты, поэтому сравнению подлежат потребный объем памяти ЭВМ и время решения.

Оценки использования памяти ЭВМ. Исходная матрица Y системы (6.4) имеет порядок, равный числу узлов эквивалентной схемы n (без БУ). Однако в каждой строке матрицы отличаются от нуля лишь k^0_i элементов (где k^0_i — число связей i -го узла с соседними). Таким образом, вся матрица имеет $nk^0_{\text{ср}}$ комплексных элементов, где $k^0_{\text{ср}} = 2(b - k^0_0)/n$ — среднее число связей на один узел.

В ходе приведения матрицы к треугольному виду, которое производится в процессе решения (6.4), число ненулевых элементов треугольной матрицы возрастает до $N_y = \gamma nk^0_{\text{ср}}$, где $\gamma > 1$. Обычно при выборе порядка исключения элементов, близкого к оптимальному (упорядоченное исключение неизвестных), число γ невелико ($\gamma \leq 1,2$). Примем для надежности $\gamma = 1,5$.

Матрица Z практически не содержит нулевых элементов. Поэтому хранению подлежат (с учетом симметрии) $N_z = n(n+1)/2$ ее элементов. Таким образом, объем памяти, необходимый для хранения матрицы Z ,

В $\frac{N_Z}{N_Y} = \frac{n+1}{2\gamma k^0_{\text{ср}}}$ раз превышает объем, необходимый при

решении уравнений (6.4) с матрицей Y с применением метода упорядоченного исключения неизвестных. При $\gamma=1,5$ и $k^0_{\text{ср}}=3,0$ получим $N_Z/N_Y=(n+1)/9$.

Для больших схем это отношение велико. Например, при $n=200$ $N_Z/N_Y \approx 22$, при $n=300$ $N_Z/N_Y \approx 33,5$.

Таким образом, для расчетов с применением второй формы УУР, использующей матрицу узловых сопротивлений, требуется в 20—30 раз бóльшая память ЭВМ, чем при применении первой формы, что неприемлемо.

Разработанные в последние годы методы диакоптики (разделения схем на подсхемы) позволяют уменьшить потребности в памяти ЭВМ при использовании матрицы узловых сопротивлений пропорционально числу подсхем, на которые разбивается схема (если подсхемы равные). Однако ввиду возникающих при разделении дополнительных трудностей рассчитывать на большое число подсхем нельзя. По-видимому, реально можно разделять схему не более чем на четыре-пять подсхем. Таким образом, даже при применении диакоптики потребность в памяти при применении обращенной формы УУР в несколько раз превышает потребность в памяти при использовании прямой формы с матрицей Y и упорядоченным исключением неизвестных. Соответственно уменьшается предельный объем задачи оптимизации, которую можно решить на данной ЭВМ, или увеличивается время решения вследствие необходимости использования внешней памяти.

Оценка времени решения задачи при использовании прямой и обращенной форм УУР. Чтобы исключить влияние случайных факторов, к которым относится квалификация программиста, сравнение производится по числу элементарных арифметических операций, требующихся при применении сравниваемых методов.

Пользуясь описанием метода исключения Гаусса (см., например, [58]), нетрудно показать, что при упорядоченном исключении число операций типа умножения и сложения (вычитания) комплексных чисел в прямом ходе исключения составляет $\gamma(n-1)k^0_{\text{ср}}$ и в обратном ходе $\gamma n k^0_{\text{ср}}/2$, т. е. всего $\gamma \left(\frac{3}{2} n - 1 \right) k^0_{\text{ср}}$. Кроме того, при прямом и обратном ходе требуется $2n$ операций деле-

ния комплексных чисел. С учетом числа элементарных операций сложения, умножения и деления действительных чисел, к которым приводятся операции с комплексными числами, это дает следующее число арифметических операций, которые должна производить ЭВМ:

$$\begin{aligned} &\text{сложений } 68 \left(\frac{3}{2}n - 1\right) k^0_{\text{ср}} - 12n; \\ &\text{умножений } 48 \left(\frac{3}{2}n - 1\right) k^0_{\text{ср}} + 12n. \end{aligned}$$

Кроме того, для выборки каждого ненулевого комплексного элемента матрицы $\dot{Y}$ из памяти ЭВМ при плотной записи требуется значительное число логических операций, достигающее 26 для ЭВМ типа М-220. Общее число логических операций составляет таким образом:

$$26 \left[\gamma \left(\frac{3}{2}n - 1\right) k^0_{\text{ср}} + 2n \right] = 26 \left[n \left(\frac{3\gamma k^0_{\text{ср}}}{2} + 2\right) - \gamma k^0_{\text{ср}} \right].$$

При использовании обращенной формы УУР для умножения матрицы Z на вектор-столбец $\dot{I}$ требуется n^2 умножений и сложений комплексных чисел, т. е. всего $6n^2$ сложений и $4n^2$ умножений действительных чисел.

Если обозначить через $t_{\text{сл}}$ машинное время, требующееся для операции сложения, то время производства других операций составит (имеется в виду ЭВМ М-220): логические операции и операции выборки из памяти — $0,83t_{\text{сл}}$, умножения — $1,8t_{\text{сл}}$, деления — $3,8t_{\text{сл}}$.

Подсчитанное на основе этих данных общее время счета (в единицах $t_{\text{сл}}$) для прямой и обращенной форм

Таблица 6.1 Сравнение времени счета для одной итерации по прямой и обращенной формам УУР

№ п/п	Число узлов схемы	Время счета в единицах $t_{\text{сл}}$		
		Прямая форма t_1	Обращенная форма t_2	t_2/t_1
1	2	3	4	5
1	40	12 422	21 200	1,70
2	100	31 292	132 000	4,21
3	200	64 732	527 000	8,15
4	300	94 192	1 200 000	12,70

УУР и для схем с различным числом узлов приведено в столбцах 3 и 4 таблицы 6.1 (при составлении таблицы принято, как и выше, $\gamma=1,5$ и $k^0_{\text{ср}}=3,0$).

Из табл. 6.1 следует, что вычисление произведения $\mathbf{Z}\mathbf{i}$ путем прямого умножения матрицы $\mathbf{Z}$ на вектор $\mathbf{i}$ по формуле (6.4а) во всех случаях требует в несколько раз больше времени, чем решение системы (6.4) методом Гаусса с упорядоченным исключением неизвестных. Выше было показано, что использование матрицы $\mathbf{Z}$ требует также в несколько раз большего объема памяти ЭВМ.

Таким образом, как в отношении потребного объема памяти ЭВМ, так и времени решения метод упорядоченного исключения неизвестных предпочтительнее равноценной ему в других отношениях обращенной формы УУР, использующей матрицу $\mathbf{Z}$, причем это преимущество особенно возрастает для схем большого объема.

В связи с изложенным в настоящей работе применяется только прямая форма УУР, использующая матрицу узловых проводимостей $\mathbf{Y}$. Таким образом, для выбора рабочего метода расчета установившегося режима электрической сети остается сравнить прямой метод Гаусса с упорядоченным исключением неизвестных и метод Ньютона. Решающую роль при этом играет то обстоятельство, что решение системы (6.4) на основе метода Гаусса до настоящего времени удалось реализовать только для случая задания во всех узлах (кроме БУ) мощностей P_i и Q_i . Делавшиеся разными авторами попытки реализовать эту методику при задании в части узлов P_i и U_i (для чего применены искусственные приемы) не дали удовлетворительных с точки зрения надежности результатов.

Вместе с тем, как показано в § 6.2, задание во всех узлах P_i , Q_i приводит к существенным затруднениям из-за неоднозначности и нарушений условий существования решений. Ввиду изложенного в основу описанных ниже алгоритмов положен метод Ньютона, допускающий задание в узлах как P_i , Q_i , так и P_i , U_i . Дополнительным достоинством метода Ньютона, как показано в гл. 7, является возможность хорошей стыковки его с методами оптимизации.

Следует заметить, что перечисленные достоинства метода Ньютона известны давно. Однако его практиче-

ская реализация для решения рассматриваемых задач стала возможной лишь с конца 60-х годов после разработки эффективных методов решения систем линейных алгебраических уравнений со слабо заполненными матрицами коэффициентов на основе упорядоченного исключения неизвестных.

6.4. ОСНОВЫ МЕТОДИКИ РЕШЕНИЯ УРАВНЕНИЙ УСТАНОВИВШЕГОСЯ РЕЖИМА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

Выбор рабочей системы координат. От выбора системы координат, в которой записываются уравнения установившегося режима (6.4) — (6.6), зависят потребность в памяти ЭВМ и, следовательно, объем задачи, которую можно решить при выделенном объеме памяти, а также время счета и характер сходимости итерационного процесса. При записи уравнений в прямоугольной системе координат, т. е. при представлении $\dot{U}_i$ в форме $\dot{U}_i = U'_i + jU''_i$, во всех опорных узлах приходится вводить дополнительное уравнение $U_i = \bar{U}_i$ (где $\bar{U}_i$ — заданный модуль напряжения в i -м узле), что приводит к увеличению порядка решаемой системы уравнений и к увеличению требуемой памяти ЭВМ, а также к дополнительным трудностям при учете ограничений по напряжению вида (6.3а) в задаче оптимизации.

Предпочтительнее использование тригонометрической формы задания напряжения в узлах. Однако непосредственное ее применение требует на каждой итерации расчета установившегося режима вычисления функций $\sin \delta$ и $\cos \delta$ от фазового угла напряжения, что связано с дополнительными затратами времени. Поэтому в настоящей работе используется модификация тригонометрической системы координат: модуль напряжения U_i и тангенс половины фазового угла $\theta_i = \operatorname{tg} \frac{\delta_i}{2}$.

Этот прием позволяет избежать вычисления тригонометрических функций на каждой итерации. Их вычисление для расчета δ по известным θ требуется лишь 1 раз — по окончании расчета установившегося режима, что в задаче оптимизации дает значительную экономию времени.

Непосредственный расчет $\sin \delta$ и $\cos \delta$ по известному значению θ осуществляется по простым формулам:

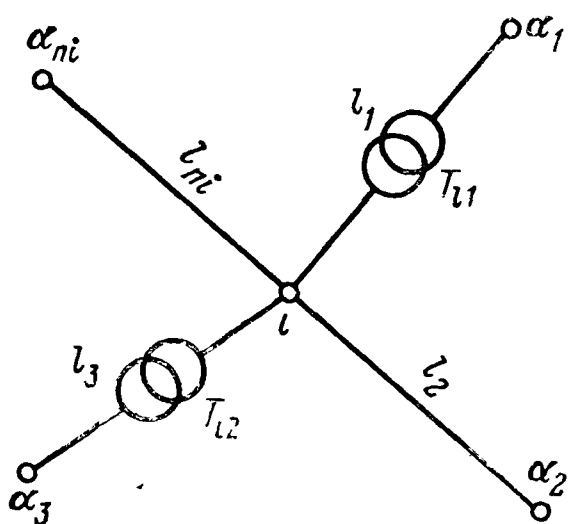


Рис. 6.3. i -й узел электрической сети и его связи.

$G_i = \{\alpha_1, \alpha_2, \dots, \alpha_{ni}\}$ — подмножество узлов, связанных с узлом i ; $L_i = \{l_1, l_2, \dots, l_{ni}\}$ — подмножество ветвей, примыкающих к узлу i .

Рассмотрим некоторый i -й узел эквивалентной схемы электрической сети (рис. 6.3). Комплекс напряжения $\dot{U}_i$ в этом узле запишем в тригонометрической форме $\dot{U}_i = U_i e^{j\delta_i}$. Согласно первому закону Кирхгофа

$$P_i = \sum_{\alpha \in G_i} P_{i\alpha}; \quad (6.13)$$

$$Q_i = \sum_{\alpha \in G_i} Q_{i\alpha}, \quad (6.13a)$$

где $P_{i\alpha}$ — поток активной мощности по ветви $i\alpha$ в направлении узла α (i — начало ветви, α — конец ветви); $Q_{i\alpha}$ — то же реактивной мощности; G_i — подмножество узлов сети, непосредственно связанных с i -м узлом ветвями $i\alpha$ эквивалентной схемы.

Уравнения баланса активной и реактивной мощности в сети имеют следующий вид:

$$\sum_{i=0}^n P_i - \pi = 0; \quad (6.14)$$

$$\sum_{i=0}^n Q_i - q = 0, \quad (6.14a)$$

$$\sin \delta = \frac{2\theta}{1 + \theta^2}; \quad (6.11)$$

$$\cos \delta = \frac{1 - \theta^2}{1 + \theta^2}. \quad (6.12)$$

Основные расчетные выражения. К их числу относятся выражения для расчета активной P_i и реактивной Q_i мощностей i -го узла эквивалентной схемы, а также потерь активной π и реактивной q мощностей в сети. Ниже условимся l -ю ветвь эквивалентной схемы обозначать либо ее порядковым номером l в множестве ветвей L , либо парой узлов i и α , ограничивающих ее по концам.

откуда, используя (6.13), (6.13a), получаем:

$$\pi = \sum_{i=0}^n \sum_{\alpha \in G_i} P_{i\alpha}; \tag{6.15}$$

$$q = \sum_{i=0}^n \sum_{\alpha \in G_i} Q_{i\alpha}. \tag{6.15a}$$

Потоки активной и реактивной мощностей по ветвям определяются выражениями двух типов: для ветвей без трансформаторов ($l \in B$) и для ветвей, содержащих трансформаторы ($l \in T$).

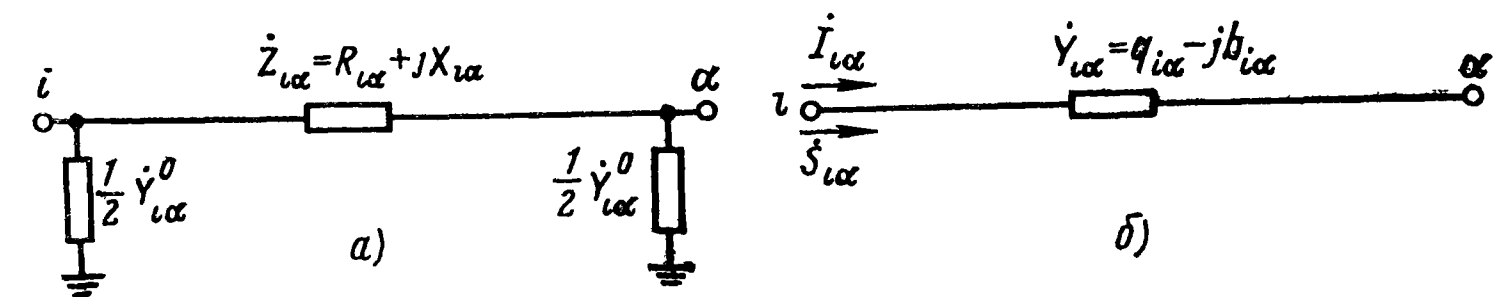


Рис. 6.4. Ветвь без трансформатора.
 а — схема замещения ветви; б — определение потока мощности в ветви

Для ветви $i\alpha$ без трансформатора принята П-образная схема замещения (рис 6.4). Поток мощности, вытекающий из узла i в направлении узла α , для такой ветви определяется выражением

$$\begin{aligned} S_{i\alpha} &= P_{i\alpha} + jQ_{i\alpha} = \dot{U}_i \hat{I}_{i\alpha} = \dot{U}_i (\hat{U}_i - \hat{U}_\alpha) \hat{Y}_{i\alpha} = \\ &= U_i^2 \hat{Y}_{i\alpha} - \dot{U}_i \hat{U}_\alpha \hat{Y}_{i\alpha} = U_i^2 (g_{i\alpha} + jb_{i\alpha}) - \\ &\quad - U_i e^{j\delta_i} e^{-j\delta_\alpha} (g_{i\alpha} + jb_{i\alpha}), \end{aligned}$$

где $\dot{I}_{i\alpha}$ — полный ток в ветви $i\alpha$; $Y_{i\alpha} = g_{i\alpha} - jb_{i\alpha}$ — полная проводимость ветви $i\alpha$; $g_{i\alpha} = \frac{R_{i\alpha}}{R_{i\alpha}^2 + X_{i\alpha}^2}$ — активная проводимость ветви $i\alpha$; $b_{i\alpha} = \frac{X_{i\alpha}}{R_{i\alpha}^2 + X_{i\alpha}^2}$ — реактивная проводимость ветви $i\alpha$; $R_{i\alpha}$ — активное сопротивление ветви $i\alpha$; $X_{i\alpha}$ — реактивное сопротивление ветви $i\alpha$; значение $X_{i\alpha} > 0$ для индуктивного сопротивления и $X_{i\alpha} < 0$ — для емкостного.

После несложных алгебраических преобразований, группировки действительных и мнимых частей равенства получим:

$$P_{i\alpha} = U^2_{i\alpha} g_{i\alpha} - U_i \cos \delta_i A_{i\alpha} + U_i \sin \delta_i B_{i\alpha}; \quad (6.16)$$

$$Q_{i\alpha} = U^2_{i\alpha} b_{i\alpha} - U_i \cos \delta_i B_{i\alpha} - U_i \sin \delta_i A_{i\alpha}, \quad (6.16a)$$

где

$$A_{i\alpha} = U_{\alpha} (g_{i\alpha} \cos \delta_{\alpha} + b_{i\alpha} \sin \delta_{\alpha}); \quad (6.17)$$

$$B_{i\alpha} = U_{\alpha} (b_{i\alpha} \cos \delta_{\alpha} - g_{i\alpha} \sin \delta_{\alpha}). \quad (6.17a)$$

Если рассматривать проводимость ветви $i\alpha$ на землю $\dot{Y}^0_{i\alpha} = g^0_{i\alpha} - jb^0_{i\alpha}$ или шунт в i -м узле $\dot{Y}^0_i = g^0_i - jb^0_i$ как отдельные ветви, то для них $\dot{U}_{\alpha} = 0$. Поэтому из (6.16), (6.17) следует, что $P^0_{i\alpha} = \frac{1}{2} U^2_{i\alpha} g^0_{i\alpha}$; $Q^0_{i\alpha} = \frac{1}{2} U^2_{i\alpha} b^0_{i\alpha}$; $P^0_i = U^2_i g^0_i$ и $Q^0_i = U^2_i b^0_i$.

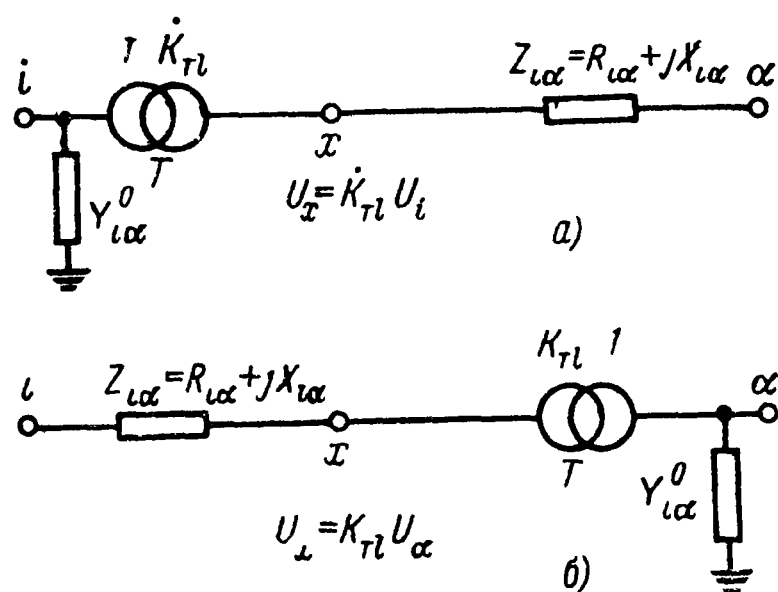


Рис 65 Схемы замещения ветви с трансформатором

а — узел i — начало ветви, б — узел i — конец ветви

Для ветвей, содержащих трансформаторы, вводится понятие начала и конца ветви, что связано с правилом определения коэффициента трансформации трансформатора в этой ветви. В дальнейшем принимается, что коэффициент трансформации идеального трансформатора K_{Tl} равен отношению напряжения на стороне трансформатора, соответствующей

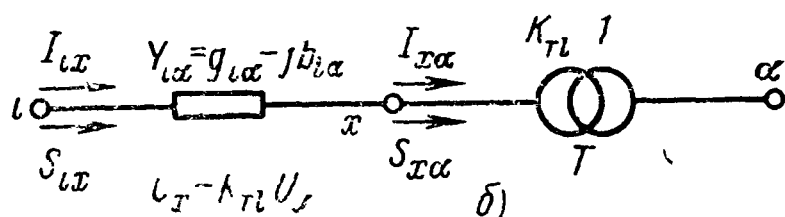
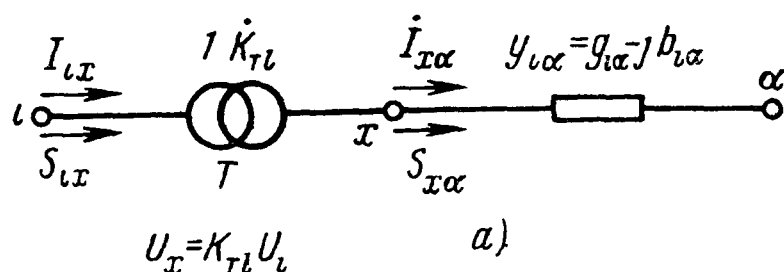
концу ветви (узел α), к напряжению на стороне, соответствующей началу ветви (узел i), т. е. $K_{Tl} = \dot{U}_{\alpha} / \dot{U}_i$.

В случае продольно-поперечного регулирования напряжения (ППРН) коэффициент трансформации является комплексным числом $K_{Tl} = K_{Tl,d} + jK_{Tl,q}$.

Ветвь $l \in T$, ограниченная узлами i и α , содержащая трансформатор, представляется (рис. 65) в виде двух последовательно соединенных ветвей: ветви ix , содержащей идеальный (без потерь) трансформатор, и ветви $x\alpha$ с полным сопротивлением $Z_{x\alpha} = R_{i\alpha} + jX_{i\alpha}$.

Рис 6.6 Определение потока мощности в ветви с трансформатором

a — узел i — начало ветви, b — узел l — конец ветви



Как видно из рис. 6.5, проводимость трансформатора на землю $Y_{i\alpha}^0$ всегда относится к узлу, являющемуся началом ветви.

Для ветви $i\alpha \in T$ (узел i — начало ветви, рис. 6.6) поток мощности от узла i к узлу α определяется выражением

$$S_{i\alpha} = P_{i\alpha} + jQ_{i\alpha} = S_{x\alpha} = \dot{U}_x \hat{I}_{x\alpha} = \dot{U}_x (\hat{U}_x - \hat{U}_\alpha) \hat{Y}_{i\alpha} = \\ = K_{Tl} \dot{U}_i (\hat{K}_{Tl} \hat{U}_i - \hat{U}_\alpha) \hat{Y}_{i\alpha} = K_{Tl}^2 U_i^2 \hat{Y}_{i\alpha} - K_{Tl} \dot{U}_i \hat{U}_\alpha \hat{Y}_{i\alpha},$$

откуда

$$P_{i\alpha} = U_i^2 g_{i\alpha} K_{Tl}^2 - U_i \cos \delta_i (K_{Tl, d} A_{i\alpha} - K_{Tl, q} B_{i\alpha}) + \\ + U_i \sin \delta_i (K_{Tl, d} B_{i\alpha} + K_{Tl, q} A_{i\alpha}); \quad (6.18)$$

$$Q_{i\alpha} = U_i^2 b_{i\alpha} K_{Tl}^2 - U_i \cos \delta_i (K_{Tl, d} B_{i\alpha} + K_{Tl, q} A_{i\alpha}) - \\ - U_i \sin \delta_i (K_{Tl, d} A_{i\alpha} - K_{Tl, q} B_{i\alpha}). \quad (6.18a)$$

Выше $K_{Tl}^2 = K_{Tl, d}^2 + K_{Tl, q}^2$. Поток мощности по ветви $i\alpha \in T$, когда ее началом является узел α (рис. 6.6), определяется выражением

$$S_{i\alpha} = P_{i\alpha} + jQ_{i\alpha} = S_{ix} = \dot{U}_i \hat{I}_{ix} = \dot{U}_i (\hat{U}_i - \hat{U}_x) \hat{Y}_{i\alpha} = \\ = U_i^2 \hat{Y}_{i\alpha} - \dot{U}_i \hat{U}_\alpha \hat{K}_{Tl} \hat{Y}_{i\alpha},$$

откуда

$$P_{i\alpha} = U_i^2 g_{i\alpha} - U_i \cos \delta_i (K_{Tl, d} A_{i\alpha} + K_{Tl, q} B_{i\alpha}) + \\ + U_i \sin \delta_i (K_{Tl, d} B_{i\alpha} - K_{Tl, q} A_{i\alpha}); \quad (6.19)$$

$$Q_{i\alpha} = U_i^2 b_{i\alpha} - U_i \cos \delta_i (K_{Tl, d} B_{i\alpha} - K_{Tl, q} A_{i\alpha}) - \\ - U_i \sin \delta_i (K_{Tl, d} A_{i\alpha} + K_{Tl, q} B_{i\alpha}). \quad (6.19a)$$

Введем следующие обозначения:

$$A_{i\alpha} = \begin{cases} A_{i\alpha}, & \text{если } i\alpha \in B; \\ K_{\tau l, d} A_{i\alpha} - K_{\tau l, q} B_{i\alpha}, & \text{если } l \in T \text{ и } i \text{ — начало ветви}; \\ K_{\tau l, d} A_{i\alpha} + K_{\tau l, q} B_{i\alpha}, & \text{если } l \in T \text{ и } i \text{ — конец ветви}; \end{cases}$$

$$\bar{B}_{i\alpha} = \begin{cases} B_{i\alpha}, & \text{если } i\alpha \in B; \\ K_{\tau l, d} B_{i\alpha} + K_{\tau l, q} A_{i\alpha}, & \text{если } l \in T \text{ и } i \text{ — начало ветви}; \\ K_{\tau l, d} B_{i\alpha} - K_{\tau l, q} A_{i\alpha}, & \text{если } l \in T \text{ и } i \text{ — конец ветви}; \end{cases}$$

$$\bar{g}_{i\alpha} = \begin{cases} g_{i\alpha}, & \text{если } i\alpha \in B \text{ или } i\alpha \in \dot{T} \text{ и } i \text{ — конец ветви}; \\ g_{i\alpha} K_{\tau l}^2, & \text{если } i\alpha \in T \text{ и } i \text{ — начало ветви}; \end{cases}$$

$$\bar{b}_{i\alpha} = \begin{cases} b_{i\alpha}, & \text{если } i\alpha \in B \text{ или } i\alpha \in T \text{ и } i \text{ — конец ветви}; \\ b_{i\alpha} K_{\tau l}^2, & \text{если } i\alpha \in T \text{ и } i \text{ — начало ветви} \end{cases}$$

Тогда выражения для $P_{i\alpha}$ и $Q_{i\alpha}$ можно записать следующим образом:

$$P_{i\alpha} = U_i^2 \bar{g}_{i\alpha} - U_i \cos \delta_i \bar{A}_{i\alpha} + U_i \sin \delta_i B_{i\alpha}; \quad (6.20)$$

$$Q_{i\alpha} = U_i^2 \bar{b}_{i\alpha} - U_i \cos \delta_i \bar{B}_{i\alpha} - U_i \sin \delta_i \bar{A}_{i\alpha}. \quad (6.20a)$$

С учетом (6.20) выражения для мощности i -го узла принимают вид:

$$P_i = U_i^2 g_{ii} - U_i \cos \delta_i A_{ii} + U_i \sin \delta_i B_{ii}; \quad (6.21)$$

$$Q_i = U_i^2 b_{ii} - U_i \cos \delta_i B_{ii} - U_i \sin \delta_i A_{ii}, \quad (6.21a)$$

где

$$g_{ii} = g^0_i + \sum_{\alpha \in G_i} \bar{g}_{i\alpha} + 1/2 \sum_{i\alpha \in L_i \cap B} g^0_{i\alpha} + \sum_{\substack{i\alpha \in L_i \cap T \\ (i \text{ — начало})}} g^0_{i\alpha}$$

— собственная активная проводимость i -го узла;

$$b_{ii} = b^0_i + \sum_{\alpha \in G_i} \bar{b}_{i\alpha} + 1/2 \sum_{i\alpha \in L_i \cap B} b^0_{i\alpha} + \sum_{\substack{i\alpha \in L_i \cap T \\ (i \text{ — начало})}} b^0_{i\alpha}$$

— собственная реактивная проводимость i -го узла; L_i — подмножество ветвей сети, примыкающих к i -му узлу;

$$A_{ii} = \sum_{\alpha \in G_i} \bar{A}_{i\alpha}; \quad B_{ii} = \sum_{\alpha \in G_i} \bar{B}_{i\alpha}.$$

Аналогичным образом нетрудно получить выражения для мощностей и в случае задания комплекса напряжений в узлах в алгебраической форме: $\dot{U}_i = U'_i + jU''_i$.

Зная потоки активной $P_{i\alpha}$ и реактивной $Q_{i\alpha}$ мощностей по ветви $i\alpha$, легко определить ток этой ветви по формуле

$$I_l = I_{i\alpha} = \sqrt{\frac{P_{i\alpha}^2 + Q_{i\alpha}^2}{U_i}}. \quad (6.22)$$

Из выражений (6.21) и (6.22) следует, что величины P_i , Q_i для i -го узла и I_l для l -й ветви являются скалярными функциями векторного аргумента $(U, \delta, K_{Tl,d}, K_{Tl,q})$ или при использовании выражений (6.11), (6.12) — функциями векторного аргумента $(U, \theta, K_{Tl,d}, K_{Tl,q})$ и зависят от небольшого числа его координат, а именно от $U_i, \theta_i, U_\alpha, \theta_\alpha$ ($\alpha \in G_i$), а также $K_{Tl,d}$ и $K_{Tl,q}$ ($l \in T \cap L_i$). Указанное обстоятельство эффективно используется при расчете установившегося режима методом Ньютона.

Применение метода Ньютона для решения уравнений установившегося режима электрической сети. Расчет установившегося режима электрической сети при принятых выше исходных положениях сводится к решению следующей системы нелинейных уравнений:

$$\left. \begin{aligned} P_{\text{нб}, i} &= P_i - \bar{P}_i = 0 \quad (i = 1, 2, \dots, n) \\ Q_{\text{нб}, i} &= Q_i - \bar{Q}_i = 0 \quad (i \in \Gamma_2 + H), \end{aligned} \right\} \quad (6.23)$$

где $P_{\text{нб}, i}$ и $Q_{\text{нб}, i}$ — небалансы активной и реактивной мощностей в i -м узле; $\bar{P}_i, \bar{Q}_i$ — заданные значения активной и реактивной мощностей в i -м узле.

Решение производится при заданных значениях U_i ($i \in \Gamma_1$) и K_{Tl} ($l \in T$). В случае работы алгоритма расчета установившегося режима в составе программы оптимизации эти величины являются независимыми переменными и их значения определяются на каждой итерации оптимизации. При автономном применении алгоритма расчета установившегося режима значения U_i ($i \in \Gamma_1$) и K_{Tl} ($l \in T$) задаются вручную. Искомыми переменными являются значения U_i неопорных и нагрузочных узлов ($i \in \Gamma_2 + H$), а также все δ_i (или θ_i) за исключением $\delta_0 = 0$.

Пусть число опорных генераторных узлов без БУ в схеме сети равно m_1 , а число неопорных узлов равно m_2 .

Обозначим через $\mathbf{U}_v = (U_{m_1+1}, \dots, U_n)$ искомый подвектор вектора $\mathbf{U}$ размерностью $(n - m_1)$, а через $\boldsymbol{\theta}_v = (\theta_1, \dots, \theta_n)$ искомый подвектор вектора $\boldsymbol{\theta}$ размерностью n . Тогда систему (6.23) с учетом (6.21) можно записать следующим образом:

$$\left. \begin{aligned} P_{\text{нб}, i}(\mathbf{U}_v, \boldsymbol{\theta}_v) &= P_i(\mathbf{U}_v, \boldsymbol{\theta}_v) - \bar{P}_i = 0, \quad i = 1, 2, \dots, n \\ Q_{\text{нб}, i}(\mathbf{U}_v, \boldsymbol{\theta}_v) &= Q_i(\mathbf{U}_v, \boldsymbol{\theta}_v) - \bar{Q}_i = 0, \\ &\quad i = m_1 + 1, m_1 + 2, \dots, n \end{aligned} \right\} \quad (6.24)$$

или в матричной форме

$$\begin{pmatrix} \mathbf{P}_{\text{нб}}(\mathbf{U}_v, \boldsymbol{\theta}_v) \\ \mathbf{Q}_{\text{нб}}(\mathbf{U}_v, \boldsymbol{\theta}_v) \end{pmatrix} = 0, \quad (6.25)$$

где $\begin{pmatrix} \mathbf{P}_{\text{нб}} \\ \mathbf{Q}_{\text{нб}} \end{pmatrix}$ — вектор-функция небалансов мощностей в узлах размерностью $2n - m_1$, зависящая от $2n - m_1$ неизвестных. Требуется найти значения этих неизвестных, обращающие в нуль функцию небалансов. Решение этой задачи по методу Ньютона предусматривает итерационный процесс, на каждой N -й итерации которого решается относительно поправок к искомым переменным линеаризованная система уравнений следующего вида:

$$\mathbf{J}^{N-1} \begin{pmatrix} \Delta \boldsymbol{\theta}^N \\ \Delta \mathbf{U}^N \end{pmatrix} = - \begin{pmatrix} \mathbf{P}_{\text{нб}}^{N-1} \\ \mathbf{Q}_{\text{нб}}^{N-1} \end{pmatrix}, \quad (6.26)$$

где $\mathbf{J}$ — матрица первых производных (матрица Якоби) функций небалансов мощностей в узлах.

Решение системы (6.26) позволяет получить новые значения искомым переменных по формуле

$$\begin{pmatrix} \boldsymbol{\theta}^N \\ \mathbf{U}^N \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \boldsymbol{\theta}^{N-1} \\ \mathbf{U}^{N-1} \end{pmatrix} + \begin{pmatrix} \Delta \boldsymbol{\theta}^N \\ \Delta \mathbf{U}^N \end{pmatrix}. \quad (6.27)$$

Итерационный процесс продолжается до тех пор, пока нормы вектора небалансов (см. § 6.5) не станут меньше некоторого заранее заданного малого числа $\varepsilon > 0$. Начальное (нулевое) приближение $\begin{pmatrix} \boldsymbol{\theta}^0 \\ \mathbf{U}^0 \end{pmatrix}$ может

быть задано произвольно или взято из предыдущих расчетов.

Матрица Якоби представляет собой квадратную матрицу, имеющую порядок $2n - m_1$. Ее можно записать следующим образом:

$$\mathbf{J} = \begin{pmatrix} \left(\frac{\partial \mathbf{P}_{\text{нб}}}{\partial \boldsymbol{\theta}} \right) & \left(\frac{\partial \mathbf{P}_{\text{нб}}}{\partial \mathbf{U}} \right) \\ \left(\frac{\partial \mathbf{Q}_{\text{нб}}}{\partial \boldsymbol{\theta}} \right) & \left(\frac{\partial \mathbf{Q}_{\text{нб}}}{\partial \mathbf{U}} \right) \end{pmatrix}, \quad (6.28)$$

где $\left(\frac{\partial \mathbf{P}_{\text{нб}}}{\partial \boldsymbol{\theta}} \right)$ — квадратная подматрица порядка n ; $\left(\frac{\partial \mathbf{P}_{\text{нб}}}{\partial \mathbf{U}} \right)$ — прямоугольная подматрица порядка $n \times (n - m_1)$; $\left(\frac{\partial \mathbf{Q}_{\text{нб}}}{\partial \boldsymbol{\theta}} \right)$ — прямоугольная подматрица порядка $(n - m_1) \times n$; $\left(\frac{\partial \mathbf{Q}_{\text{нб}}}{\partial \mathbf{U}} \right)$ — квадратная подматрица порядка $(n - m_1) \times (n - m_1)$.

Элементы указанных подматриц нетрудно определить аналитически, дифференцируя выражения (6.21) для активных и реактивных мощностей узлов по соответствующим переменным. При этом

$$\frac{\partial P_i}{\partial \theta_j} = \frac{\partial P_i}{\partial \delta_j} \frac{\partial \delta_j}{\partial \theta_j} \quad (j = i, \alpha), \quad (6.29)$$

где

$$\frac{\partial \delta_j}{\partial \theta_j} = \frac{2}{1 + \theta_j^2}. \quad (6.29a)$$

Аналогичный вид имеет и частная производная $\frac{\partial Q_i}{\partial \theta_j}$.

При учете статических характеристик нагрузки в i -м узле:

$$\frac{\partial P_{\text{нб}, i}}{\partial U_i} = \frac{\partial P_i}{\partial U_i} + \frac{\partial \bar{P}_i(U_i)}{\partial U_i}; \quad (6.30)$$

$$\frac{\partial Q_{\text{нб}, i}}{\partial U_i} = \frac{\partial Q_i}{\partial U_i} + \frac{\partial \bar{Q}_i(U_i)}{\partial U_i}, \quad (6.30a)$$

При расчете установившегося режима электрической сети вследствие изменения искомым переменных в соответствии с (6.27) изменяются также небалансы и матрица Якоби. Поэтому разработанный метод предусматривает пересчет матрицы $\mathbf{J}$ на каждой итерации (описанный в математической литературе модифицированный метод Ньютона, предусматривающий использование

одной и той же матрицы Якоби на всех или нескольких итерациях, как показано в § 6.6, оказался для данной задачи неэффективным).

Таким образом, алгоритм расчета установившегося режима электрической сети методом Ньютона предусматривает следующий порядок действий на каждой итерации:

а) расчет элементов матрицы Якоби и небалансов мощностей по полученным на предыдущей итерации (или заранее заданным на первой итерации) значениям искомых величин;

б) проверку условий окончания расчета. В случае их выполнения — прекращение расчета установившегося режима, а при невыполнении — переход к следующему п. «в»;

в) решение системы линейных алгебраических уравнений относительно вектора поправок к искомым величинам;

г) расчет новых значений искомых величин и переход к п. «а».

6.5. ИССЛЕДОВАНИЯ СХОДИМОСТИ МЕТОДА НЬЮТОНА

Хотя теоретические исследования вопросов применения метода Ньютона к задаче расчета установившегося режима электрической сети и проводятся в настоящее время [34, 38], они сопряжены со значительными трудностями.

Поэтому в работах авторов был принят экспериментальный путь исследования метода Ньютона, который предполагает его программную реализацию и проведение численных расчетов на ЭВМ для конкретных электрических сетей.

Неотъемлемой и важнейшей частью метода Ньютона является решение системы линейных алгебраических уравнений с матрицей коэффициентов, являющейся матрицей Якоби частных производных от функций небалансов мощностей в узлах. Изучение свойств этой матрицы необходимо для выбора эффективных методов решения указанных систем.

Свойства матрицы Якоби. Из (6.21) следует, что в каждой строке матрицы Якоби отличаются от нуля только элементы, соответствующие узлу i и узлам α ($\alpha \in G_i$), непосредственно соединенным с i -м. Слабая за-

полненность матрицы Якоби является одним из основных ее свойств.

Матрицу Якоби можно характеризовать коэффициентом заполненности μ , равным отношению числа ее ненулевых элементов M к общему числу элементов:

$$\mu = \frac{M}{(2n - m_1)^2} 100\%.$$

Проведенные исследования показали, что коэффициент заполненности матрицы Якоби для эквивалентных схем реальных электрических сетей объемом 150—300 узлов составляет 1—3% и уменьшается с увеличением числа узлов.

Вторым важным свойством матрицы Якоби является ее топологическая симметрия относительно расположения ненулевых элементов, что позволяет в полной мере использовать свойство слабой заполненности, а также облегчает хранение и поиск ненулевых элементов. Однако матрица Якоби не обладает числовой симметричностью, так как из (6.21) следует, что $\frac{\partial P_i}{\partial \theta_\alpha} \neq \frac{\partial P_\alpha}{\partial \theta_i}$, $\frac{\partial P_i}{\partial U_\alpha} \neq \frac{\partial P_\alpha}{\partial U_i}$

и т. д. Вследствие числовой несимметрии значительно усложняются алгоритмы решения систем линейных алгебраических уравнений (СЛАУ), основанные на упорядоченном исключении неизвестных.

Наконец, следует подчеркнуть довольно хорошую структуру матрицы Якоби относительно расположения максимальных по модулю элементов по строке и по столбцу, что влияет на ошибки округления при использовании метода Гаусса для решения СЛАУ. Из физической сущности диагональных коэффициентов $\partial P_i / \partial \theta_i$ следует, что в большинстве случаев они являются максимальными по модулю как по строке, так и по столбцу. Что касается диагональных коэффициентов $\partial Q_i / \partial U_i$, то они являются максимальными только по столбцу. Структуру матрицы можно улучшить и в этом отношении, если в качестве неизвестных вместо ΔU_i рассматривать величины $\Delta U_i / U_i$. При этом частные производные $\partial Q_i / \partial U_i$ становятся максимальными и по строке. Однако такое преобразование требует дополнительных затрат времени, а исследования, проведенные авторами, показали, что естественная структура матрицы Якоби обеспечивает приемлемую точность решения. Поэтому в про-

граммах, разработанных ВНИИЭ и ВЦ ГТУ с участием авторов, такое преобразование не используется.

Указанные свойства матрицы Якоби лежат в основе разработки эффективных прямых методов решения СЛАУ, используемых как при расчете установившегося

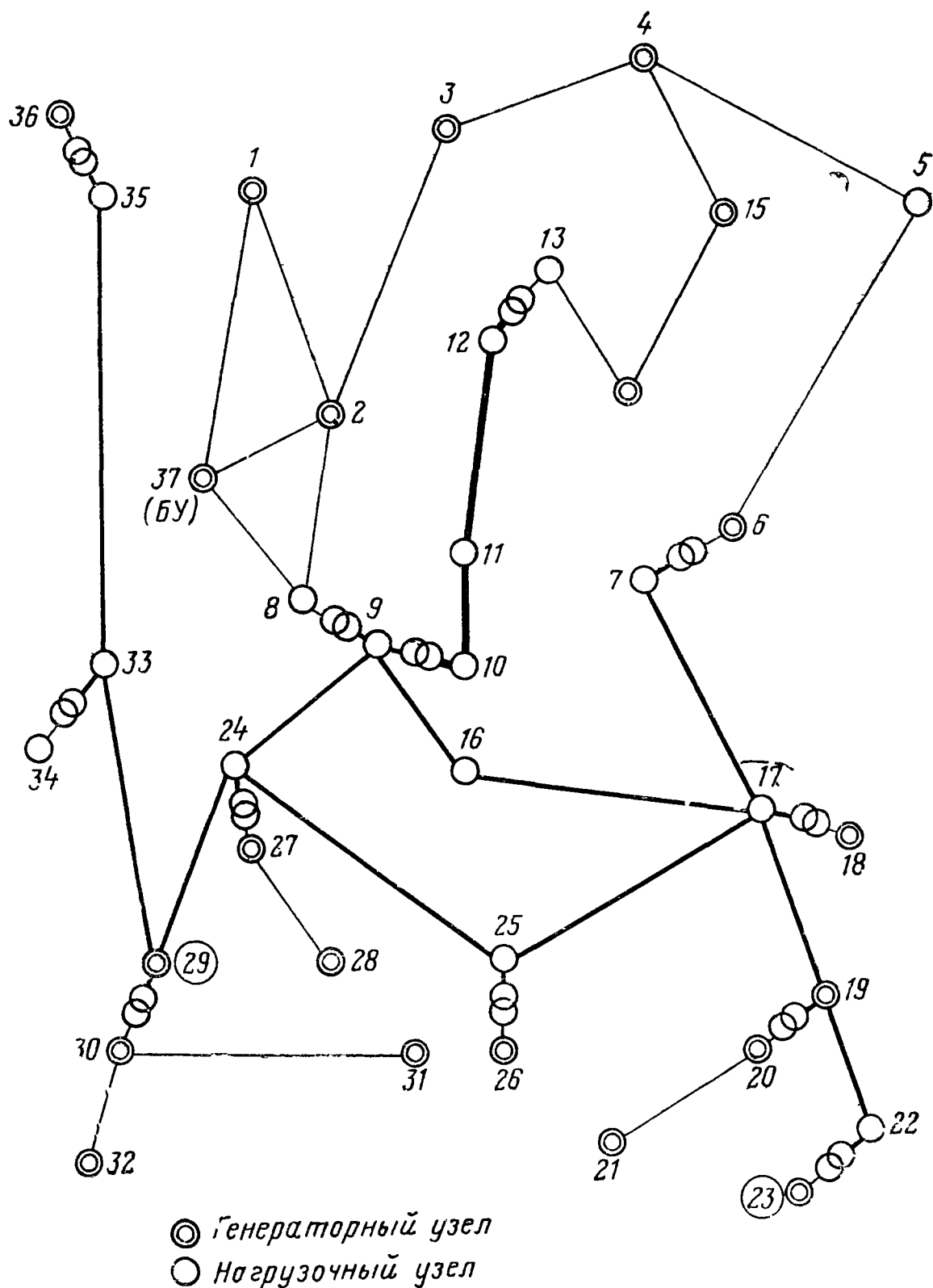


Рис. 6.7. Тестовый пример схемы для расчета установившегося режима электрической сети.

режима электрической сети методом Ньютона, так и при расчете компонент вектора-градиента при оптимизации режима. Эти методы рассматриваются в гл. 7.

Экспериментальные исследования и результаты практического применения метода Ньютона. Методика расчета установившегося режима электрической сети методом Ньютона реализована в разработанных ВНИИЭ и ВЦ ГТУ программах оптимизации режима электрической

сети Б-2/70 и Б-2/72 для ЭВМ 2-го поколения. Для ЭВМ 3-го поколения этот метод применяется как в программах оптимизации режима, так и в программах Б-6/75 и Б-6/77, предназначенных для автономных расчетов установившегося режима электрической сети (без оптимизации). С помощью указанных программ было произведено большое количество расчетов как экспери-

ментальных, так и практического назначения для различных по объему и конфигурации схем и для разнообразных режимов их работы. Значительная часть экспериментальных исследований выполнена для электрической сети, эквивалентная схема которой приведена на рис. 6.7. Ниже излагаются результаты исследований.

Рис. 6.8. Изменение норм вектора небалансов мощностей при расчете установившегося режима методом Ньютона.

1 — $\|W_{нб}\|_1$; 2 — $\|W_{нб}\|_2$; 3 — $\|W_{нб}\|_\infty$; N — номер итераций.

Рис. 6.9. Изменение нормы вектора поправок тангенса половинного фазового угла.

1 — вечерний максимум; 2 — дневной максимум; 3 — дневной минимум; 4 — ночной минимум, N — номер итерации.

ментального, так и практического назначения для различных по объему и конфигурации схем и для разнообразных режимов их работы. Значительная часть экспериментальных исследований выполнена для электрической сети, эквивалентная схема которой приведена на рис. 6.7. Ниже излагаются результаты исследований.

Характер сходимости итерационного процесса. Сходимость итерационного процесса оценивалась по изменению следующих трех норм вектора небалансов мощностей в узлах эквивалентной схемы:

сумме модулей небалансов во всех узлах p_1 :

$$p_1 = \|W_{нб}\|_1 = \sum_{i=1}^n |P_{нб,i}| + \sum_{i \in \Gamma_2 + H_j} |Q_{нб,i}|; \quad (6.31)$$

среднеквадратичному небалансу во всех узлах p_2 :

$$p_2 = \|W_{\text{нб}}\|_2 = \sqrt{\sum_{i=1}^n P_{\text{нб. } i}^2 + \sum_{i \in \Gamma_2 + H} Q_{\text{нб. } i}^2}, \quad (6.31a)$$

максимальному по модулю небалансу p_∞ :

$$p_\infty = \|W_{\text{нб}}\|_\infty = \underbrace{\max}_i (|P_{\text{нб. } i}|, |Q_{\text{нб. } i}|). \quad (6.31b)$$

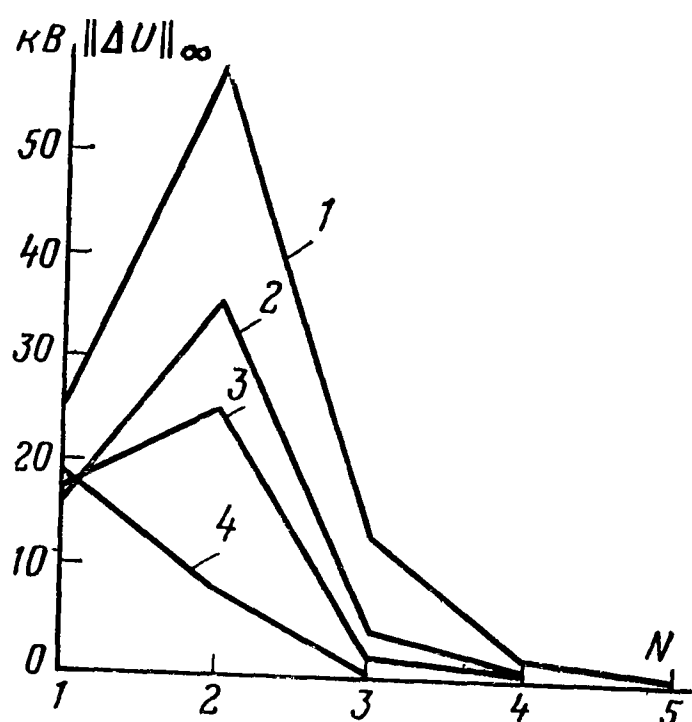


Рис. 6.10. Изменение нормы вектора поправок модуля напряжения.

1 — вечерний максимум; 2 — дневной максимум; 3 — дневной минимум; 4 — ночной минимум; N — номер итерации.

Многочисленные расчеты показали, что все три нормы стремятся к нулю практически одновременно, что иллюстрируется кривыми на рис. 6.8, построенными на основании расчетов для схемы на рис. 6.7. Одновременно стремятся к нулю и нормы вектора поправок $\|\Delta\theta\|_\infty$ и $\|\Delta U\|_\infty$ (рис. 6.9 и 6.10), получаемых по методу Ньютона. В связи с этим в программах, разработанных ВНИИЭ и ВЦ ГТУ, контроль за сходимостью процесса ведется по одной норме $\|W_{\text{нб}}\|_\infty$ (рис. 6.11).

Расчеты установившегося режима для схем различного объема (в том числе до 600 узлов) показали, что число итераций по методу Ньютона, необходимых для достижения сходимости, колеблется от трех до восьми, причем зависит главным образом от тяжести режима, а не от схемы сети и ее объема. Это видно и из рис. 6.9 и 6.10, где наиболее медленная сходимость имеет место для режимов вечернего максимума (наиболее тяжелых), а самая быстрая — для ночных режимов.

В случае задания несовместных условий, при которых режим не существует, а в очень редких случаях также при задании плохого начального приближения (низкие напряжения в неопорных узлах, при которых установившийся режим не существует) процесс итераций расходился. Расходящийся процесс всегда сопро-

Возбуждался быстрым увеличением по абсолютной величине поправок к искомым величинам, быстрым ростом небалансов мощностей в узлах сети и, как правило, заканчивался автоматическим остановом ЭВМ в конце первого или в начале второго десятка итераций расчета установившегося режима. На рис. 6.11—6.14 показаны: пример изменения нормы вектора небалансов мощностей, значения определителя матрицы Якоби (якобиана) и значения нормы вектора поправок для одного случая расходящегося итерационного процесса. Характерным для расходящегося процесса является изменение знака якобиана (рис. 6.12), при сходящихся процессах этого не наблюдалось.

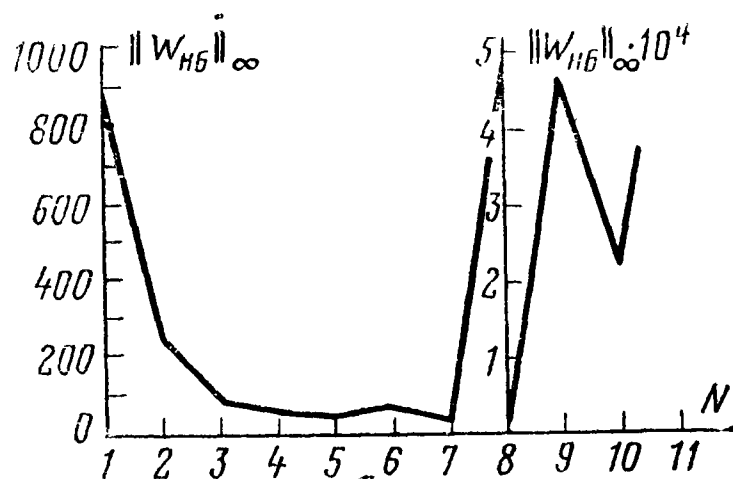


Рис. 6.11. Изменение нормы вектора небалансов мощностей для расходящегося итерационного процесса.

N — номер итерации.

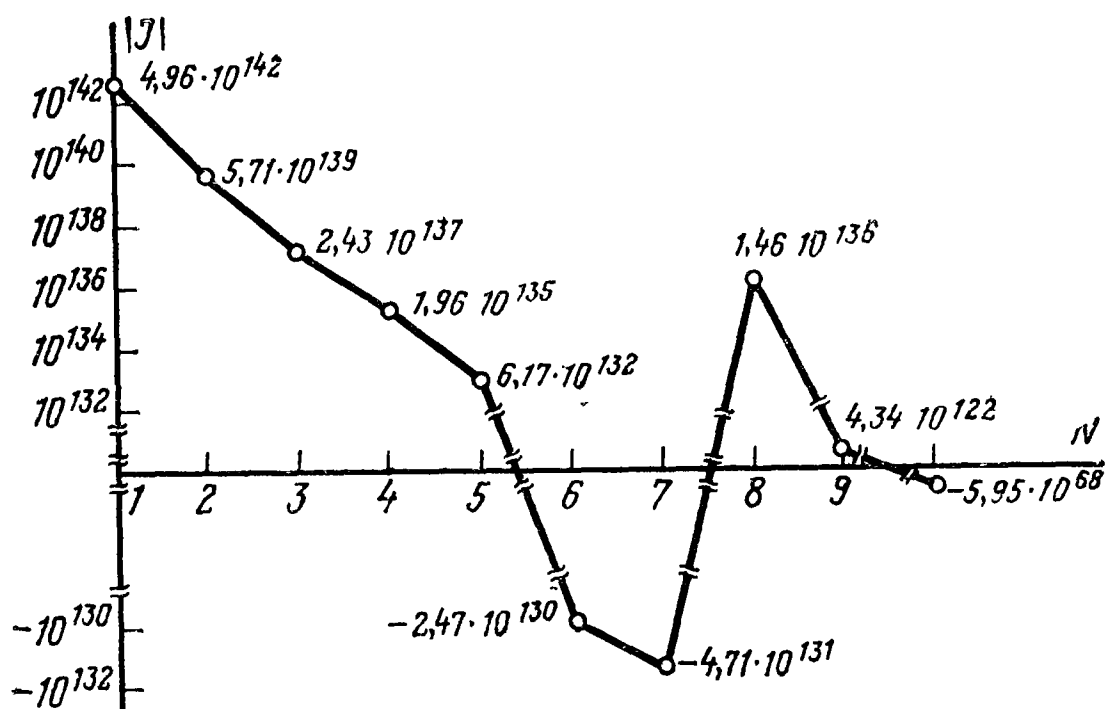


Рис. 6.12. Изменение якобиана для расходящегося итерационного процесса.

N — номер итерации.

Как показал длительный опыт экспериментальных и практических расчетов, изменение знака якобиана может служить критерием расходящегося процесса итераций по методу Ньютона. Аналогичный вывод независимо от авторов получен в [33]. Этот критерий используется в § 6.7 для привлечения дополнительных алгоритмов,

обеспечивающих нахождение режима, близкого к заданному.

Отмечавшиеся другими авторами [33] случаи несходящегося колебательного процесса итераций при расчете установившегося режима электрической сети методом Ньютона при применении модификации этого метода, разработанной ВНИИЭ и ВЦ ГТУ, не наблюдались. Этот факт, а также быстрое выявление расходимости

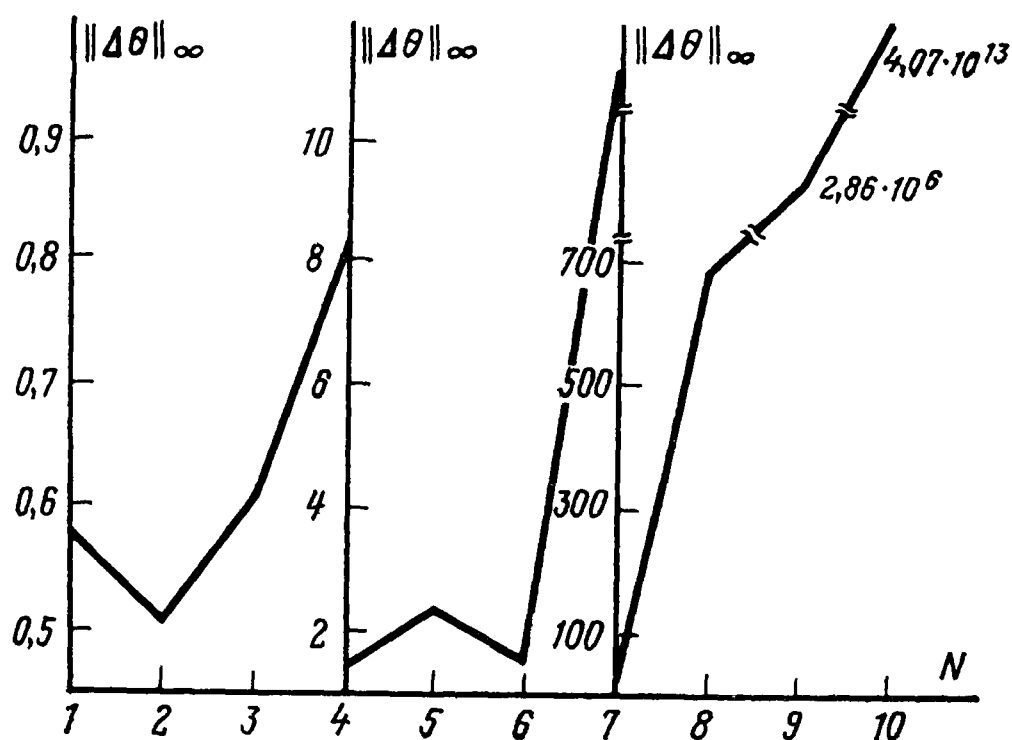


Рис. 6.13. Изменение нормы $\|\Delta\theta\|_\infty$ для расходящегося итерационного процесса. N — номер итерации.

итерационного процесса при несовместных условиях объясняется выбором в алгоритмах ВНИИЭ и ВЦ ГТУ в качестве неизвестных величин $\theta_i = \operatorname{tg} \frac{\delta_i}{2}$.

Производившиеся во ВНИИЭ и ВЦ ГТУ расчеты установившегося режима электрической сети разными методами показали, что наиболее надежным является метод Ньютона в описанной выше модификации с одновременным решением уравнений для всех узлов. В частности, при расчетах режимов, для которых сходимость итерационных процессов обеспечивалась по методу Гаусса — Зейделя, итерации сходились и по методу Ньютона. Обратное же выполнялось далеко не всегда. В частности, применение метода Ньютона не вызывало затруднений при расчете режимов электрических сетей для схем с отрицательными сопротивлениями некоторых ветвей, для схем в виде цепочек, при большой разнице сопротивлений ветвей, примыкающих к одному узлу.

Вместе с тем метод Ньютона более чувствителен, чем другие методы, к выбору начальных значений неизвестных (начального приближения). При автономном приме-

нении метода вопрос решался заданием в опорных и нагрузочных узлах начальных значений напряжений U^0 , не ниже номинальных.

При работе метода Ньютона в составе алгоритмов оптимизации наблюдались случаи нарушения сходимости на первой итерации расчета установившегося режима вследствие задания в качестве начального приближения к оптимальному режиму чрезмерно низких напряжений опорных узлов (они являются независимыми переменными оптимизации). Экспериментальные исследования показали, что задание при оптимизации в качестве начального приближения номинальных или близких к ним значений модулей напряжения и нулевых значений фазовых углов во всех узлах сети обеспечивает практически хорошее начальное приближение для расчета установившегося режима методом Ньютона. Такое задание гарантирует также положительный знак якобиана, т. е. нахождение исходного приближения в области расчетных режимов.

Наконец, надежность расчета УУР по методу Ньютона в значительной степени зависит от способа задания исходной информации в узлах сети. Экспериментальные исследования и опыт расчетов показали, что надежность получения решения при задании P_i , Q_i во всех узлах сети, кроме БУ, хотя и выше, чем при применении поузловых методов, но значительно меньше надежности, получаемой в том случае, когда во всех узлах или в части узлов, имеющих источники реактивной мощности, фиксируются модули напряжения. Наличие узлов типа P_i , U_i при расчете установившегося режима является обязательным для повышения надежности получения решения любым методом, в том числе и методом Ньютона.

Время решения. Несмотря на то что одна итерация по методу Ньютона занимает неизмеримо больше времени, чем по методу Гаусса — Зейделя и по другим поузловым методам, общее время расчета установившегося режима методом Ньютона практически равно, а при тяжелых режимах даже меньше, чем указанными методами. Так, расчет для схем, имеющих 200—300 узлов, занимает по методу Ньютона в зависимости от тяжести режима на ЭВМ 2-го поколения и одной из наименее быстродействующих ЭВМ 3-го поколения (ЕС-1030) порядка 1 мин.

6.6. ИССЛЕДОВАНИЯ МОДИФИЦИРОВАННОГО МЕТОДА НЬЮТОНА ДЛЯ РЕШЕНИЯ УРАВНЕНИЙ УСТАНОВИВШЕГОСЯ РЕЖИМА

Модифицированный метод Ньютона предусматривает решение систем нелинейных уравнений с использованием постоянной матрицы Якоби **J**. Отказ от пересчета матрицы **J** существенно сокращает время, затрачиваемое на каждую итерацию, но число итераций при этом увеличивается.

Для оценки эффективности применения рассматриваемого метода была составлена экспериментальная программа и с ее помощью произведены расчеты на ЭВМ М-220 для ряда тестовых схем сети различного объема. Результаты расчетов приведены в табл. 6.2.

Таблица 6.2 Время расчета на ЭВМ установившегося режима модифицированным и обычным методом Ньютона

Номер схемы	Число узлов	Число ветвей	Тип режима	Модифицированный метод Ньютона			Обычный метод Ньютона		
				Время одной итерации, с	Число итераций	Время счета, с	Время одной итерации, с	Число итераций	Время счета, с
1	141	187	Лето, вечерний максимум	2,5	—	Не сходится	7	3	21
2	167	273	Зима, вечерний максимум	4,0	—	Не сходится	13	3	39
3	193	278	Зима, вечерний максимум	4,5	19	85,5	14	4	56
4	198	309	Зима, утренний максимум	5,5	13	71,5	26	3	78
5	242	362	Зима, вечерний максимум	5,5	7	38,5	19	3	57
6	292	393	Лето, вечерний максимум	6,0	14	84,0	15	3	45

Из табл. 6.2 видно, что время, необходимое для одной итерации по расчету установившегося режима модифицированным методом Ньютона, значительно (в 3—4,5 раза) меньше, чем обычным методом. Однако вследствие увеличения необходимого для обеспечения сходимости числа итераций общее время счета модифицированным методом Ньютона лишь в двух случаях из шести (схемы 4 и 5) оказалось меньше (соответственно на 8 и 33%), чем обычным методом. В двух других случаях (схемы 3 и 6) модифицированный метод потребовал соответственно на 53 и 87% большего времени, а в двух случаях (схемы 1 и 2) вообще не обеспечил сходимости.

Из изложенного следует, что модифицированный метод Ньютона, если его применять как единственный метод решения, не обеспечивает необходимой надежности и уступает обычному методу Ньютона в части времени счета. Поэтому в разработанных до настоящего времени программах ВНИИЭ и ВЦ ГТУ применен обычный метод Ньютона.

Вместе с тем анализ процесса решения показал, что на первых итерациях модифицированный метод Ньютона обладает достаточно хорошей сходимостью. Она замедляется лишь в конце процесса итераций. Поэтому представляется перспективным его применение в начале итерационного процесса (на первых двух-трех итерациях) с дальнейшим переходом к обычному методу. Возможно также, что применение модифицированного метода окажется целесообразным при обеспечении хорошего начального приближения (например, при серии расчетов режимов, отличающихся незначительным изменением исходных данных). Такие ситуации могут встретиться при оптимизационных расчетах, при оперативном управлении режимами и др.

Для окончательного суждения об эффективности такого применения модифицированного метода Ньютона необходимы дальнейшие исследования.

6.7. ПОВЫШЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ РАСЧЕТОВ УСТАНОВИВШЕГОСЯ РЕЖИМА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

Как показано в § 6.1, к числу требований, предъявляемых к методам и алгоритмам расчета установившегося режима электрической сети, относится требование обеспечения сходимости к режиму с возможно меньшим нарушением заданных условий в случаях, когда они несовместны. Ниже рассматриваются разработанные авторами пути удовлетворения этому требованию.

Минимизация суммы квадратов небалансов мощностей в узлах. Как показано в § 6.4, обычная постановка задачи расчета установившегося режима электрической сети сводится к решению уравнений (6.23), т. е. отысканию таких значений неизвестных, при которых небалансы активной $P_{\text{нб},i}$ и реактивной $Q_{\text{нб},i}$ мощностей в узлах обращаются в нуль. При несовместности заданных условий таких значений неизвестных может не существовать и задача не имеет решения. Рассматриваемый вариант методики предусматривает взамен решения уравнений

(6.23) отыскание минимума суммы квадратов (метод наименьших квадратов) небалансов, т. е.

$$\min \Phi = \sum_{i=1}^n \frac{\alpha_{P_i}}{2} P_{\text{нб}, i}^2 + \sum_{i \in \Gamma_2 + H} \frac{\alpha_{Q_i}}{2} Q_{\text{нб}, i}^2, \quad (6.32)$$

где α_{P_i} и α_{Q_i} — весовые коэффициенты.

Нетрудно убедиться, что если решение системы (6.23) существует, то минимум функции Φ достигается при $P_{\text{нб}, i} = Q_{\text{нб}, i} = 0$, т. е. решение задачи (6.32) совпадает с решением исходной задачи (6.23). В случае несовместности системы (6.23) при одинаковых значениях всех коэффициентов α_i минимизация функции Φ обеспечивает минимум суммы квадратов небалансов (минимальную «длину» многомерного вектора небалансов). Выбором неравных значений коэффициентов α_i можно обеспечить минимальное нарушение условий (6.23), т. е. наименьшие небалансы, в тех узлах, где нарушение особенно нежелательно. Для этого необходимо в таких узлах выбрать наибольшие значения коэффициентов α_i .

Условия минимума функции Φ имеют следующий вид:

$$\left. \begin{aligned} \frac{\partial \Phi}{\partial \delta_i} &= \sum_{j=1}^n \alpha_{P_j} P_{\text{нб}, j} \frac{\partial P_{\text{нб}, j}}{\partial \delta_i} + \sum_{j \in \Gamma_2 + H} \alpha_{Q_j} Q_{\text{нб}, j} \frac{\partial Q_{\text{нб}, j}}{\partial \delta_i} = 0, \\ &\quad i = 1, 2, \dots, n; \\ \frac{\partial \Phi}{\partial U_i} &= \sum_{j=1}^n \alpha_{P_j} P_{\text{нб}, j} \frac{\partial P_{\text{нб}, j}}{\partial U_i} + \sum_{j \in \Gamma_2 + H} \alpha_{Q_j} Q_{\text{нб}, j} \frac{\partial Q_{\text{нб}, j}}{\partial U_i} = 0, \\ &\quad i \in \Gamma_2 + H. \end{aligned} \right\} \quad (6.33)$$

Условия (6.33) представляют собой систему нелинейных уравнений порядка $2n - m_1$.

Систему (6.33) можно записать в матричной форме:

$$\begin{pmatrix} \frac{\partial \Phi}{\partial \delta} \\ \frac{\partial \Phi}{\partial U} \end{pmatrix} \mathbf{J}^T \begin{pmatrix} \alpha_P \mathbf{P}_{\text{нб}} \\ \alpha_Q \mathbf{Q}_{\text{нб}} \end{pmatrix} = 0, \quad (6.34)$$

где $\mathbf{J}^T$ — транспонированная матрица Якоби системы (6.23).

Система (6.34) всегда имеет решение. При этом в точке ее решения возможны следующие два случая:

а) якобиан $|\mathbf{J}| \neq 0$. Тогда $\begin{pmatrix} \mathbf{P}_{\text{нб}} \\ \mathbf{Q}_{\text{нб}} \end{pmatrix} = 0$, т. е. система (6.23)

совместна и ее решение совпадает с решением (6.34);

б) якобиан $|\mathbf{J}| = 0$. Тогда система (6.23) либо несовместна, т. е. не имеет решения, либо это решение находится на поверхности, где якобиан обращается в нуль. Получить такое решение существующими методами весьма трудно, а методом Ньютона вообще невозможно. Решение же системы (6.34) в этом случае соответствует условию минимума функции Φ , т. е. минимуму небалансов (невязок) мощностей узлов.

Вопрос о том, является ли этот минимум локальным или глобальным, в настоящее время не исследован. По-видимому (хотя строго это не доказано) выбор начального приближения, удовлетворяющего условиям допустимости режима по напряжениям и фазовым углам, обеспечивает получение единственного минимума, принадлежащего этой области.

Система уравнений (6.34) отличается слабой заполненностью (в каждое уравнение входит лишь небольшое число неизвестных). Это делает целесообразным применить для решения этой системы метод Ньютона, а получающуюся в результате линеаризации по Ньютону систему линейных алгебраических уравнений решать, как и систему (6.26), методом Гаусса с упорядоченным исключением неизвестных.

Линеаризованная система уравнений, получаемая из (6.34) относительно вектора поправок $\begin{pmatrix} \Delta \delta \\ \Delta \mathbf{U} \end{pmatrix}$, записывается следующим образом:

$$\bar{\mathbf{J}} \begin{pmatrix} \Delta \delta \\ \Delta \mathbf{U} \end{pmatrix} = - \begin{pmatrix} \frac{\partial \Phi}{\partial \delta} \\ \frac{\partial \Phi}{\partial \mathbf{U}} \end{pmatrix}, \quad (6.35)$$

где

$$\bar{\mathbf{J}} = \begin{pmatrix} \left(\frac{\partial^2 \Phi}{\partial \delta_i \partial \delta_j} \right) \left(\frac{\partial^2 \Phi}{\partial \delta_i \partial U_j} \right) \\ \left(\frac{\partial^2 \Phi}{\partial U_i \partial \delta_j} \right) \left(\frac{\partial^2 \Phi}{\partial U_i \partial U_j} \right) \end{pmatrix} \quad (6.35a)$$

— матрица Якоби для первых производных функции Φ , являющаяся одновременно матрицей вторых производных этой функции (матрицей Гессе).

В развернутом виде система (6.35) может быть записана следующим образом:

а) для узла $i \in \Gamma_2 + H$

$$a_{ii}\Delta\delta_i + b_{ii}\Delta U_i + \sum_{\alpha \in G_{iI}} a_{i\alpha}\Delta\delta_\alpha + \sum_{\alpha \in G'_{iI}} b_{i\alpha}\Delta U_\alpha + \\ + \sum_{\beta \in G_{iII}} a_{i\beta}\Delta\delta_\beta + \sum_{\beta \in G'_{iII}} b_{i\beta}\Delta U_\beta = -\frac{\partial\Phi}{\partial\delta_i}; \quad (6.36)$$

$$c_{ii}\Delta\delta_i + d_{ii}\Delta U_i + \sum_{\alpha \in G_{iI}} c_{i\alpha}\Delta\delta_\alpha + \sum_{\alpha \in G'_{iI}} d_{i\alpha}\Delta U_\alpha + \\ + \sum_{\beta \in G_{iII}} c_{i\beta}\Delta\delta_\beta + \sum_{\beta \in G'_{iII}} d_{i\beta}\Delta U_\beta = -\frac{\partial\Phi}{\partial U_i}; \quad (6.36a)$$

б) для узла $i \in \Gamma_1, i \neq 0$

$$a_{ii}\Delta\delta_i + \sum_{\alpha \in G_{iI}} a_{i\alpha}\Delta\delta_\alpha + \sum_{\alpha \in G'_{iI}} b_{i\alpha}\Delta U_\alpha + \\ + \sum_{\beta \in G_{iII}} a_{i\beta}\Delta\delta_\beta + \sum_{\beta \in G'_{iII}} b_{i\beta}\Delta U_\beta = -\frac{\partial\Phi}{\partial\delta_i}, \quad (6.36б)$$

где G_{iI} — множество узлов первого пояса для i -го узла (узлы α , непосредственно связанные с i -м); G_{iII} — множество узлов второго пояса для i -го узла (узлы β , связанные ветвями эквивалентной схемы с узлами α); $G'_{iI} = G_{iI} \cap (\Gamma_2 + H)$, $G'_{iII} = G_{iII} \cap (\Gamma_2 + H)$.

Коэффициенты уравнений (6.36) являются вторыми производными функции Φ по соответствующим переменным. Они вычисляются дифференцированием (6.34) и определяются по следующей формуле:

$$\frac{\partial\left(\frac{\partial\Phi}{\partial\mathbf{x}}\right)}{\partial x_j} = \frac{\partial(\mathbf{J}^T, \alpha_y \rho_y)}{\partial x_j} = \left(\frac{\partial\mathbf{J}^T}{\partial x_j}, \alpha_y \rho_y\right) + \left(\mathbf{J}^T, \alpha_y \frac{\partial\rho_y}{\partial x_j}\right), \quad (6.37)$$

где $\alpha_y \rho_y = \left(\frac{\alpha_P \mathbf{P}_{\text{пб}}}{\alpha_Q \mathbf{Q}_{\text{пб}}}\right)$ — вектор; x_j — неизвестные U_j и δ_j ,

а в качестве j выступают узлы типа i , $\alpha \in G_{iI}$, $\beta \in G_{iII}$.

Из (6.37) следует, что каждый из коэффициентов (6.36) состоит из двух слагаемых: первое представляет скалярное произведение производной от соответствующей строки матрицы $\mathbf{J}^T$ по x_i на вектор небалансов мощностей, а второе — скалярное произведение соответствующей строки матрицы $\mathbf{J}^T$ на производную от вектора небалансов мощностей по x_j .

Входящие в (6.37) вторые производные $\frac{\partial^2 P_{\text{нб}, i}}{\partial x_i \partial x_n}$ и $\frac{\partial^2 Q_{\text{нб}, j}}{\partial x_i \partial x_n}$ легко вычисляются путем дифференцирования выражений (6.23) с учетом (6.21).

Порядок системы линейных алгебраических уравнений (6.35) так же, как и системы (6.26), используемой при расчете установившегося режима методом Ньютона, равен $2n - m_1$. Однако матрица коэффициентов системы (6.35) заполнена полнее, чем матрица системы (6.26). Эта разница объясняется тем, что в каждую строку матрицы (6.35) входят, помимо коэффициентов, учитывающих влияние узлов α первого пояса, дополнительные коэффициенты, обусловленные узлами β второго пояса, соединенными ветвями эквивалентной схемы с узлами α .

Разработанная во ВНИИЭ и ВЦ ГТУ экспериментальная программа показала работоспособность методики. Однако, как отмечено выше, матрица коэффициентов системы уравнений (6.35) заполнена значительно больше, чем для обычного метода Ньютона. В результате для решения задачи требуется в среднем в 2,5 раза бóльшая память ЭВМ (или соответственное снижение объема решаемой задачи). Поэтому в настоящее время при решении задачи расчета установившегося режима электрической сети наибольшее распространение получили описанные ниже квазиньютоновские методы.

Вместе с тем рассмотренный метод минимизации суммы квадратов небалансов является перспективным. Он может быть положен в основу алгоритмов оценки состояния электрической сети, т. е. выбора по результатам приближенных (содержащих погрешности) и неполных измерений наиболее близких к действительности значений измеряемых величин (см. [82]), а также использован при расчетах установившегося режима элек-

трической сети, результаты которых непосредственно отображаются диспетчеру. Рассмотренный метод может входить составной частью в более сложные алгоритмы, в частности для проверки возможности разрешения заявок на ремонт, определения размеров ограничений потребителей с минимизацией народнохозяйственного ущерба от ограничений и др.

Расширение объема решаемой задачи по методу минимизации суммы квадратов небалансов и дальнейшее увеличение возможностей метода может быть достигнуто за счет разработки совершенных (близких к оптимальному) алгоритмов упорядоченного исключения переменных и некоторых других приемов, требующих дополнительных исследований.

Квазиньютоновский метод (метод Ньютона по параметру). Как известно, сущность обычного метода Ньютона заключается в определении на каждой итерации вектора поправок Δx и в прибавлении его к вектору независимых переменных x . Если обозначить для краткости вектор искомых переменных на $(N-1)$ -й итерации через

$x^{N-1} = \begin{pmatrix} \theta^{N-1} \\ u^{N-1} \end{pmatrix}$, то выражение (6.27) имеет вид:

$$x^N = x^{N-1} + \Delta x^N. \quad (6.38)$$

В отличие от этого квазиньютоновский метод предусматривает расчет по следующей формуле:

$$x^N = x^{N-1} + \alpha^N \Delta x^N, \quad (6.39)$$

где α^N — параметр, выбираемый на каждой итерации. Очевидно, что при $\alpha^N = 1$ метод совпадает с обычным методом Ньютона.

Цель введения параметра $\alpha^N \neq 1$ состоит в предупреждении расходимости процесса итераций. В § 6.5 показано, что сходимость метода Ньютона можно оценить по изменению норм вектора небалансов, в частности по изменению нормы $\|W_{нб}\|_2$, равной согласно (6.31а) корню квадратному из суммы квадратов небалансов. Очевидно, что функция $\|W_{нб}\|_2$ обладает теми же свойствами, что и рассмотренная в начале настоящего параграфа функция Φ , определяемая по формуле (6.32). В частности, монотонное снижение любой из этих функций в процессе итераций является достаточным (хотя и не необходимым) условием сходимости процесса. Поэтому, если на какой-либо итерации при выполнении

шага указанные функции не уменьшились (достаточно контролировать любую из них), целесообразно изменить шаг путем выбора такого значения параметра $\alpha^N \neq 1$, при котором обеспечивается

$$\| \mathbf{W}_{\text{нб}}^N \|_2 < \| \mathbf{W}_{\text{нб}}^{N-1} \|_2 \text{ или } \Phi^N < \Phi^{N-1}.$$

Все разработанные модификации квазиньютоновского метода предусматривают выбор параметра α^N , исходя из достижения (обычно приближенного) минимума по направлению вектора поправок $\Delta \mathbf{x}^N$ одной из норм вектора небалансов.

В частности, Бройден [72] предложил выбирать параметр α^N путем поиска по направлению $\Delta \mathbf{x}^N$ минимума нормы $\| \mathbf{W}_{\text{нб}}^N \|_2$. Очевидно, те же результаты дает минимизация функции Φ . Поэтому рассматриваемый метод иногда называют методом Бройдена. Этот метод предусматривает возможность выбора значений параметра α^N как меньше, так и больше единицы, хотя чаще всего минимум указанных функций достигается при $\alpha^N \leq 1$.

Другой метод — метод Матвеева [46] предусматривает выбор параметра α^N следующим образом:

$$\alpha^N = \begin{cases} 1,0, & \text{если } B^N \leq 1,0; \\ \frac{1,0}{B^N}, & \text{если } B^N > 1,0. \end{cases} \quad (6.40)$$

Значение B^N определяется по следующей формуле:

$$B^N = k \frac{\left\| \Delta \mathbf{x}^N, \text{ т } \frac{\partial^2 \mathbf{f}_i^N}{\partial \mathbf{x}_l^N \partial \mathbf{x}_j^N} \Delta \mathbf{x}^N \right\|}{\| \mathbf{f}^N \|_\infty}, \quad (6.41)$$

где для простоты обозначено: f_i^N — i -е решаемое уравнение для небалансов в N -й итерации; $\frac{\partial^2 \mathbf{f}_i}{\partial \mathbf{x}_l \partial \mathbf{x}_j}$ — матрица вторых частных производных i -го уравнения ($i, l, j=1, 2, \dots, n$); k — эмпирический коэффициент, равный единице или близкий к ней; $\| \mathbf{f}^N \|_\infty = \max_i |f_i^N|$.

Квазиньютоновский метод обеспечивает монотонное уменьшение нормы $\| \mathbf{W}_{\text{нб}}^N \|_2$ и функции Φ^N на каждой итерации и таким образом позволяет избежать расходящегося процесса итераций. Благодаря выбору параметра α^N , близкого к обеспечивающему минимум ука-

занных функций, число итераций получается обычно несколько меньше, чем обычным методом Ньютона (однако общее время счета вследствие необходимости затрат времени на выбор параметра, как правило, больше).

При совместности заданных условий процесс итераций заканчивается при уменьшении Φ^N до нуля (практически до малого ε), т. е. при тех же условиях, что и при обычном методе Ньютона.

В случае несовместности заданных условий на некоторой N -й итерации (иногда — на первой) выполнение практически любого шага в направлении вектора поправок привело бы к увеличению функций $\|\mathbf{W}_{\text{нб}}^N\|_2$ и Φ^N . В этом случае параметр α^N оказывается с заданной точностью ε_α близким к нулю, т. е. режим, найденный на $(N-1)$ -й итерации, обеспечивает приближенный минимум функции Φ^N , что согласно сказанному в начале § 6.7 свидетельствует о несовместности режима. Таким образом, при $\alpha^N < \varepsilon_\alpha$ режим, найденный на $(N-1)$ -й итерации, принимается за решение задачи, хотя оно и нарушает заданные условия ввиду их несовместности.

Достоинством квазиньютоновского метода при расчете установившегося режима является меньшая потребность в памяти ЭВМ, так как в используемые матрицы не входят элементы, относящиеся к узлам второго пояса, и потому они менее заполнены, чем в случае прямой минимизации функции Φ . Вместе с тем недостаток квазиньютоновского метода состоит в том, что минимум функции Φ определяется на заранее заданном направлении вектора поправок и потому отличается от истинного минимума, особенно значительно, если для расчета $\Delta \mathbf{x}^N$ используется модифицированный метод Ньютона. В результате отклонения режима, найденного при несовместных условиях, от этих условий, всегда больше, чем отклонения, получающиеся при прямой минимизации функции Φ . Кроме того, возможны случаи, когда при существовании решения, соответствующего заданию, на какой-либо (чаще — первой) итерации получается значение α^N , близкое нулю, и, таким образом, решение не может быть найдено. Такие случаи весьма редки и, по видимому, относятся только к режимам, очень близким к границе области существования решения.

Реализация квазиньютоновского метода. В работах ВНИИЭ и ВЦ ГТУ в качестве основного варианта мето-

дики выбора параметра α^N принята минимизация по этому параметру функции Φ , равной норме суммы квадратов небалансов, которая для этой цели представляется в виде

$$\Phi^N(\alpha) = \sqrt{\sum_{i=1}^n [P_{\text{нб}, i}^N(\mathbf{x}^{N-1} + \alpha \Delta \mathbf{x}^N)]^2 + \sum_{i \in \Gamma_2 + H} [Q_{\text{нб}, i}(\mathbf{x}^{N-1} + \alpha \Delta \mathbf{x}^N)]^2}, \quad (6.42)$$

где $\mathbf{x}^{N-1} = \begin{pmatrix} \theta^{N-1} \\ \mathbf{u}^{N-1} \end{pmatrix}$ — вектор искомых неизвестных на $(N-1)$ -й итераций расчета.

Поиск минимума функции $\Phi^N(\alpha)$ производится на отрезке $0 \leq \alpha \leq 1$.

Функция одной переменной может достигать своего минимального значения на отрезке либо внутри отрезка, либо на его концах. Чтобы найти его, необходимо решить уравнение

$$\frac{d\Phi^N(\alpha)}{d\alpha} = 0. \quad (6.43)$$

Дифференцируя $\Phi^N(\alpha)$ по α , получаем следующее выражение для производной:

$$\frac{d\Phi^N}{d\alpha} = \frac{\mathbf{f}^{N, \tau} \frac{d\mathbf{f}^N}{d\mathbf{x}^N} \frac{d\mathbf{x}^N}{d\alpha}}{\Phi^N(\alpha)} = \frac{\mathbf{f}^{N, \tau} \mathbf{J}^N \Delta \mathbf{x}^N}{\Phi^N(\alpha)}, \quad (6.44)$$

где $\frac{d\mathbf{f}^N}{d\mathbf{x}^N} = \mathbf{J}^N$ — матрица Якоби системы функций небалансов мощностей в узлах, вычисленная в точке $\mathbf{x}^N(\alpha) = \mathbf{x}^{N-1} + \alpha \Delta \mathbf{x}^N$.

При выводе формулы учтено, что согласно выражению (6.39) $\frac{d\mathbf{x}^N}{d\alpha} = \Delta \mathbf{x}^N$.

Для выполнения (6.43) необходимо, чтобы:

$$\mathbf{f}^{N, \tau} \mathbf{J}^N \Delta \mathbf{x}^N = 0. \quad (6.45)$$

Легко видеть, что (6.45) является условием минимума функции $\frac{1}{2} [\Phi^N(\alpha)]^2$.

Уравнение (6.45) в развернутом виде можно записать следующим образом:

$$\sum_{j=1}^n \left[\sum_{i=1}^n P_{\text{нб}, i}^N \frac{\partial P_{\text{нб}, i}^N}{\partial \delta_j} + \sum_{i \in \Gamma_2 + H} Q_{\text{нб}, i}^N \frac{\partial Q_{\text{нб}, i}^N}{\partial \delta_j} \right] \Delta \delta_j^N +$$

$$+ \sum_{j \in \Gamma_2 + H} \left[\sum_{i=1}^n P_{\text{нб}, i}^N \frac{\partial P_{\text{нб}, i}^N}{\partial U_j} + \sum_{i \in \Gamma_2 + H} Q_{\text{нб}, i}^N \frac{\partial Q_{\text{нб}, i}^N}{\partial U_j} \right] \Delta U_j^N = 0.$$

(6.46)

Для ряда эквивалентных схем электрических сетей авторами были проведены исследования поведения функции $\Phi^N(\alpha)$ на отрезке $[0, 1]$ при разных N , показавшие унимодальный (одноэкстремальный) характер ее изменения. Так как $\left. \frac{d\Phi^N}{d\alpha} \right|_{\alpha=0} < 0$, то минимум Φ^N может достигаться либо на интервале $(0, 1)$, либо в точке $\alpha^N=1$. При этом возможны следующие случаи:

1. $\alpha^N > \varepsilon_\alpha$, $\|\mathbf{W}_{\text{нб}}^N\|_\infty < \varepsilon_W$, где ε_α и ε_W — критерии окончания расчета по малости параметра и по малости вектора небаланса мощностей. Расчет заканчивается, полученное решение $\mathbf{x}^N$ является решением системы уравнений установившегося режима (УУР).

2. $\alpha^N > \varepsilon_\alpha$, $\|\mathbf{W}_{\text{нб}}^N\|_\infty > \varepsilon_W$. Расчет продолжается и в соответствии с (6.39) вычисляются новые значения искомых переменных.

3. $\alpha^N < \varepsilon_\alpha$. Расчет заканчивается, и вектор $\mathbf{x}^N$ с заданной точностью по α является решением задачи минимизации суммы квадратов небалансов мощностей в узлах. Если $\|\mathbf{W}_{\text{нб}}^N\|_\infty < \varepsilon_W$, то $\mathbf{x}^N$ совпадает с решением УУР. Если же $\|\mathbf{W}_{\text{нб}}^N\|_\infty > \varepsilon_W$, то УУР несовместны и решение приближенно обеспечивает наименьшее среднеквадратичное отклонение от заданных условий.

В разработанных ВНИИЭ и ВЦ ГТУ программах реализован более простой алгоритм расчета α^N . Для этого прежде всего вычисляются значения $\Phi(0)$ и $\Phi(1)$. Если $\Phi(1) < \Phi(0)$, то поиск начинается с $\alpha=1$, в противном случае с $\alpha=0$.

Затем определяются значения $\Phi(1 - \varepsilon_\alpha)$ в первом случае и $\Phi(\varepsilon_\alpha)$ во втором. Если $\Phi(1 - \varepsilon_\alpha) > \Phi(1)$, то $\alpha^N = 1$. Во втором случае $\alpha^N = 0$, если $\Phi(\varepsilon_\alpha) > \Phi(0)$. Если указанные выше условия не выполняются, то минимум функции ищется внутри отрезка. С этой целью вычисляются значения функции в точках $(1 - k\Delta\alpha)$, где $k = 1, 2, \dots$ в первом случае, и в точках $k\Delta\alpha$, где $k = 1, 2, \dots$ во втором случае. Поиск прекращается при выполнении условия

$$\Phi(k-1) > \Phi(k) < \Phi(k+1).$$

В окрестности k -й точки производится квадратичная аппроксимация функции и определяется «оптимальное» значение α^N , равное:

$$\alpha^N = \frac{1}{2} \frac{(\alpha_3^2 - \alpha_2^2)(\Phi_2 - \Phi_1) - (\Phi_3 - \Phi_2)(\alpha_2^2 - \alpha_1^2)}{(\Phi_3 - \Phi_2)(\alpha_2 - \alpha_1) - (\Phi_2 - \Phi_1)(\alpha_3 - \alpha_1)}, \tag{6.47}$$

где $\alpha_1 < \alpha_2 < \alpha_3$ — точки, в которых известны значения аппроксимируемой функции Φ_1, Φ_2, Φ_3 .

Экспериментальные исследования расчетов установившегося режима электрической сети на основе квазиньютоновского метода. Исследования проводились как при практических расчетах, так и путем экспериментальных расчетов по тестовой схеме, представленной на рис. 6.7. Для этой схемы производилось последовательное утяжеление режима путем увеличения активной генерации узла 29 и активного потребления узла 23 (номера этих узлов на рис. 6.7 обведены кружком). Рассматривалось пять сочетаний этих изменяемых параметров, а соответствующие им режимы условно назывались легким, средним, тяжелым, сверхтяжелым и неосуществимым. Некоторые результаты расчетов этих режимов приведены в табл. 6.3.

Таблица 6.3 Результаты расчета установившегося режима для тестового примера методом Ньютона

Номер режима	Тип режима	$P_{23},$ МВт	$P_{29},$ МВт	Число итераций	$\delta^{min},$ град	$\delta^{max},$ град	$U^{min},$ кВ	$ J \cdot 10^{130}$
1	Легкий	0	200	3	—3,75	14,23	110,359	$0,286 \cdot 10^{12}$
2	Средний	0	600	4	—0,90	69,14	102,003	$0,526 \cdot 10^9$
3	Тяжелый	—325	800	5	—76,83	73,05	93,728	$0,787 \cdot 10^7$
4	Сверхтяжелый	—400	800	8	—139,98	61,52	86,784	$0,514 \cdot 10^3$
5	Неосуществимый	—410	800	Решение не существует				

Таблица 6.4 Значения $\alpha_{\text{опт}}^N$ и $\Phi_{\text{опт}}^N$ для исследуемых режимов

Номер режима	Тип режима	Номер				
		0-я	1-я		2-я	
		$\Phi(0)$	$\alpha(1)$	$\Phi(1)$	$\alpha(2)$	$\Phi(2)$
1	Легкий	368 601	1,05	1240	1,00	0,018
2	Средний	723 843	1,10	67 481	1,10	119
3	Тяжелый	$1,127 \cdot 10^6$	1,00	156 987	1,15	2585
4	Сверхтяжелый	$1,181 \cdot 10^6$	1,00	169 480	1,05	11 097
5	Неосуществимый	$1,19 \cdot 10^6$	1,00	172 133	1,05	13 453

Неосуществимый режим характеризуется тем, что при его расчете как метод Ньютона, так и метод Гаусса — Зейделя дают расходящийся итерационный процесс, характер которого при расчете по методу Ньютона представлен на рис. 6.11—6.14.

Для расчета тех же режимов был использован квазиньютоновский метод. При этом диапазон изменений α принимался равным 1,5, чтобы исследовать поведение функции квадратов небалансов мощностей на бóльшем интервале изменения α , шаг $\Delta\alpha=0,05$ и $\varepsilon_\alpha=0,01$.

В табл. 6.4 указаны оптимальные значения параметров α^N и соответствующие им оптимальные значения функции Φ^N .

Квазиньютоновский метод дал также возможность получить решение и для режима 5, при котором выполнение заданных условий неосуществимо. Как видно из табл. 6.4, решение характеризуется значением $\alpha^N=0$ и соответствующим значением $\Phi^N \neq 0$.

Из табл. 6.4 видно, что для сходящихся по Ньютону режимов значения α^N близки к единице. Лишь для режима 5 параметр α^N принимает значения, значительно меньшие единицы. Однако при расчетах напряженных режимов для ряда других схем оптимальные значения α на первых итерациях нередко колебались и принимали значения 0,2—0,6. Это замечено и другими авторами. В част-

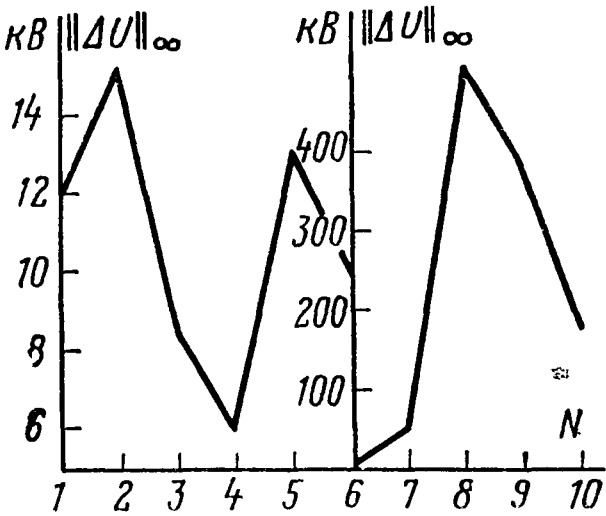


Рис. 6.14. Изменение нормы $\|\Delta U\|_\infty$ для расходящегося итерационного процесса.
 N — номер итерации.

гации											
3-я		4-я		5-я		6-я		7-я		8-я	
$\alpha(3)$	$\Phi(3)$	$\alpha(4)$	$\Phi(4)$	$\alpha(5)$	$\Phi(5)$	$\alpha(6)$	$\Phi(6)$	$\alpha(7)$	$\Phi(7)$	$\alpha(8)$	$\Phi(8)$
—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
0,00	0,02	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
0,15	8,81	1,00	$2 \cdot 10^{-5}$	—	—	—	—	—	—	—	—
0,85	3809	0,95	1277	1,35	204,7	1,25	0,013	—	—	—	—
0,70	5892	0,60	3204	0,70	2122	0,20	1750	0,05	1662	0	1662

ности, во многих работах для повышения надежности метода Ньютона рекомендуется на первых итерациях вводить к поправкам, рассчитанным по методу Ньютона, коэффициент, меньший единицы.

На рис. 6.15 представлены кривые зависимости нормы («длины») вектора небалансов мощностей от значений α на различных итерациях расчета неосуществимого режима квазиньютоновским методом. Из рис. 6.15 видно, что на рассматриваемом отрезке зависимость имеет унимодальный характер. Аналогичный вид имели подобные зависимости во всех случаях, исследованных авторами.

Из табл. 6.3 и 6.4 видно, что применение квазиньютоновского метода уменьшает число итераций, необходимое для получения решения. В частности, в первых трех режимах это число сократилось на единицу, а в 4-м — на два (6 итераций вместо 8). Это сокращение достигается за счет выбора оптимального значения α^v , в результате чего после выполнения шага квазиньютоновским методом режим в большей степени приближа-

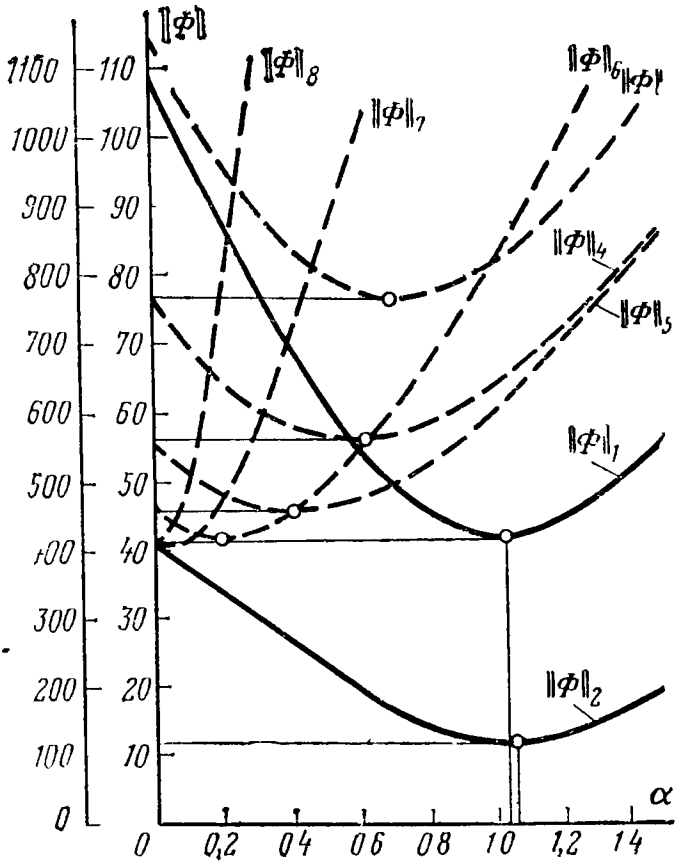


Рис. 6.15. Зависимость нормы вектора небалансов мощностей от параметра α при расчете неосуществимого режима тестового примера квазиньютоновским методом (индексы соответствуют номерам итерации).

ется к искомому, чем при обычном методе Ньютона. Вместе с тем ввиду необходимости затраты дополнительного времени на определение α^N общее время расчета получается примерно равным, а в отдельных случаях, особенно для легких режимов, может быть больше для квазиньютоновского метода. Ввиду этого разработанные во ВНИИЭ и ВЦ ГТУ программы расчета установившегося режима электрической сети (программы серии Б-6), как используемые самостоятельно, так и входящие в состав более сложных программ, предусматривают расчет сначала обычным методом Ньютона. Переход к квазиньютоновскому методу производится автоматически при обнаружении затруднений с обеспечением сходимости. Признаками возникновения таких затруднений являются: увеличение значения функции $\Phi^N(\alpha)$, изменение знака якобиана или увеличение шага Δx^N , по какой-либо переменной сверх заранее установленной предельной величины $\Delta \bar{x}$ ($\Delta \bar{\theta}$ или $\Delta \bar{U}$) на какой-либо итерации при расчете по методу Ньютона.

Глава седьмая

МЕТОДИКА РАСЧЕТА ОПТИМАЛЬНОГО РЕЖИМА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

7.1. ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ

Как показано в гл. 6, для определения режима электрической сети необходимо помимо параметров схемы задать ряд параметров режима, к числу которых относятся активные мощности электростанций, активные и реактивные нагрузки потребителей, напряжения или реактивные мощности генераторных узлов (электростанций, синхронных компенсаторов, батарей статических конденсаторов). Кроме того, должны быть заданы коэффициенты трансформации трансформаторов. Это положение в равной степени справедливо как при производстве расчетов, так и при фактическом ведении режима.

Из перечисленных параметров не зависят от сотрудников, производящих расчет, или от персонала, ведущего режим, только активные и реактивные нагрузки потребителей, которые задаются (прогнозируются) до начала расчета. Остальные параметры допускают изменения и могут быть выбраны более или менее произвольно. Вместе с тем их выбор оказывает существенное влияние на допустимость режима и на его экономичность.

Анализ фактических режимов энергосистем показывает, что выбор указанных параметров вручную без оптимизации даже опытными и квалифицированными сотрудниками диспетчерских служб очень часто приводит к отступлениям от условий допустимости, которых можно было бы избежать, и почти всегда — к существенному ухудшению экономичности. Поэтому актуальным является оптимальный выбор этих параметров.

В настоящее время разработаны два основных пути решения поставленной задачи — комплексная оптимизация режима по всем переменным и оптимизация режима электрической сети.

Комплексная оптимизация режима энергосистемы по всем переменным предполагает выбор оптимальных значений всех перечисленных выше параметров, т. е. активных мощностей электростанций в узлах $P_i (i \in \Gamma)$, напряжений в опорных генераторных узлах $U_i (i \in \Gamma_1)$, реактивных мощностей неопорных генерирующих источников $Q_i (i \in \Gamma_2)$, а также коэффициентов трансформации трансформаторов — в общем случае (при наличии продольно-поперечного регулирования) их действительных (продольных) $K_{tl,d}$ и мнимых (поперечных) $K_{tl,q} (l \in T)$ составляющих. Все эти параметры рассматриваются при оптимизации режима как независимые переменные. В дальнейшем для сокращения все независимые переменные будут рассматриваться как компоненты x_i вектора $\mathbf{X}$ независимых переменных, а определяемые через них зависимые переменные, например U_i в неопорных и нагрузочных узлах $(i \in \Gamma_2 + H)$, — как компоненты y_i вектора $\mathbf{Y}$ зависимых переменных.

В соответствии с (1.3) критерием оптимальности режима является минимум эксплуатационных издержек

$$\min I = \min \sum_{i \in \Gamma} c_i B_i, \quad (7.1)$$

или (для этого достаточно положить все $c_i = 1$) минимум суммарного расхода условного топлива:

$$\min B = \min \sum_{i \in \Gamma} B_i, \quad (7.1a)$$

где c_i — цена условного топлива на i -й электростанции, руб/т; B_i — часовой расход условного топлива.

При решении задачи необходимо учесть:

условия в форме равенств

$$\varphi_i = P_i - \bar{P}_i = 0, \quad i \in H; \quad (7.2)$$

$$\psi_i = Q_i - \bar{Q}_i = 0, \quad i \in H, \quad (7.2a)$$

где $\bar{P}_i$ и $\bar{Q}_i$ — заданные значения параметров,
ограничения в форме неравенств

$$P_i^{min} \leq P_i \leq P_i^{max}, \quad i \in \Gamma; \quad (7.3)$$

$$Q_i^{min} \leq Q_i \leq Q_i^{max}, \quad i \in \Gamma; \quad (7.3a)$$

$$U_i^{min} \leq U_i \leq U_i^{max}, \quad i \in \Gamma + H; \quad (7.3b)$$

$$P_l^{min} \leq P_l \leq P_l^{max}, \quad l \in L_P; \quad (7.3b)$$

$$I_l^{min} \leq I_l \leq I_l^{max}, \quad l \in L_I; \quad (7.3г)$$

$$K_{tl,d}^{min} \leq K_{tl,d} \leq K_{tl,d}^{max}, \quad l \in T; \quad (7.3д)$$

$$K_{tl,q}^{min} \leq K_{tl,q} \leq K_{tl,q}^{max}, \quad l \in T, \quad (7.3e)$$

где I_l — токи ветвей эквивалентной схемы; $L_P(L_I)$ — множество ветвей, контролируемых по потоку P_l (току I_l).

В отдельных случаях ограничения в форме неравенств могут быть наложены и на другие параметры, например на фазовые углы δ , суммарные потоки мощности по группе ветвей эквивалентной схемы и др.

С учетом введенных выше обозначений x_i и y_i для независимых и зависимых переменных ограничения (7.3) можно записать в виде

$$x_i^{min} \leq x_i \leq x_i^{max}; \quad (7.4)$$

$$y_i^{min} \leq y_i \leq y_i^{max}. \quad (7.4a)$$

Задача оптимизации режима электрической сети отличается от рассмотренной выше задачи комплексной оптимизации тем, что активные мощности генераторных узлов P_i , кроме БУ ($i \in \Gamma, i \neq 0$), должны быть заданы и оптимизация производится по остальным перечисленным выше независимым переменным, определяющим режим.

Поскольку единственной электростанцией, активная мощность которой меняется при изменении независимых переменных, является электростанция в балансирующем

узле, минимум издержек (7.1) или суммарного расхода условного топлива (7.1a) достигается при минимальной активной мощности электростанции в балансирующем узле P_0 , т. е. при минимуме суммарных потерь активной мощности в сети. Поэтому в рассматриваемом случае критерий оптимальности имеет вид:

$$\pi_{\text{опт}} = \min_X \pi. \quad (7.5)$$

В перечисленные выше условия и ограничения вводятся следующие изменения: условие (7.2) распространяется на все узлы, кроме балансирующего ($i \in \Gamma + N$, $i \neq 0$), а ограничение (7.3) относится только к БУ ($i = 0$). Остальные условия и ограничения не изменяются.

Выбор постановки задачи. Нетрудно видеть, что методика решения задач комплексной оптимизации режима энергосистем (7.1) и оптимизации режима электрической сети (7.5) однотипна. Задача (7.5) может рассматриваться как вырожденный случай задачи (7.1). Для ее решения можно применить специально разработанную машинную программу, но можно также применить программу, предназначенную для комплексной оптимизации режима энергосистемы. Для этого достаточно при подготовке исходных данных задать активные мощности P_i во всех узлах кроме балансирующего ($i = 0$) и ввести характеристику $B_0(P_0)$ или $b_0(P_0)$ в балансирующем узле (достаточно задать произвольное постоянное значение относительного прироста b_0 , например $b_0 = 1$).

Поэтому большинство авторов, разрабатывающих пути решения задачи, начиная с 50-х годов [38, 73], пытались решить ее в наиболее общей постановке (7.1) — с оптимизацией по всем переменным и без отделения ее от задачи выбора наиболее выгоднейшей загрузки агрегатов. При этом имелось в виду применить такое решение для наиболее часто применяемого в практике диспетчерского управления краткосрочного (в первую очередь суточного) планирования режима (взамен оптимизации режима по активной мощности). С этой целью методика дополняется также возможностью перехода от оптимизации мгновенного режима к оптимизации режима на период с учетом интегральных ограничений, выбором оптимального состава агрегатов и др.

Однако все попытки такого применения методики не дали практически приемлемого результата. Это объясняется прежде всего тем, что необходимая для этого

расчета оперативная информация об активных и реактивных нагрузках потребителей всех узлов за каждый час суток в настоящее время, как правило, не может быть получена ввиду недостаточности необходимых измерений (а тем более телеизмерений), а также отсутствия хорошо проверенных на практике алгоритмов и программ оценки состояния, позволяющих отфильтровать ошибки измерения и получить достоверные исходные данные для прогноза нагрузки в узлах.

Кроме того, на имеющихся в настоящее время в энергетике СССР ЭВМ небольшой производительности (100—150 тыс. операций/с) расчет мгновенного оптимального режима для сети объемом 200—300 узлов занимает значительное время (порядка 30 мин). Таким образом, даже в простейшем случае, когда оптимизация суточного режима сводится к последовательным расчетам мгновенного режима для отдельных часов суток, для решения задачи необходимо затратить до 12 ч машинного времени. В действительности в энергосистемах всегда необходим учет интегральных ограничений, выбор оптимального состава работающих агрегатов, учет допустимой скорости набора нагрузки, что увеличивает это время в несколько раз. Неприемлемость таких затрат времени очевидна. Они останутся неприемлемыми и при переходе на более мощные ЭВМ (типа ЕС-1060).

Поэтому разработанные до настоящего времени программы комплексной оптимизации не получили практического распространения. Они применяются, как правило, при экспериментальных расчетах для упрощенных схем малого объема (50—60 узлов). Практическое применение рассматриваемые методы нашли главным образом для оптимизации режима электрической сети при заданных P_i , а очень часто только для расчетов установившегося режима электрической сети без оптимизации.

Именно по этим причинам в основу настоящей работы, как указано в гл. 1, положена декомпозиция (разделение) задачи оптимизации на две подзадачи: оптимизацию режима энергосистемы по активной мощности и оптимизацию режима электрической сети, рассматриваемую в гл. 7. Цель решения этой подзадачи состоит в разработке типовых графиков напряжения и реактивной мощности, выборе коэффициентов трансформации трансформаторов, вводе режима в допустимую область в случаях, когда методика расчета установившегося ре-

жима, описанная в гл. 6, не дает возможности найти допустимое решение. Эти расчеты производятся реже, чем оптимизация по активной мощности. Их достаточно производить только для отдельных часов (моментов времени), что делает приемлемыми большие затраты времени. Исходная информация о нагрузках узлов электрической сети для таких расчетов та же, что и для расчетов установившегося режима электрической сети, и может быть получена из периодических замеров потокораспределения.

Как уже указывалось, для оптимизации режима электрической сети можно применить специальную программу по критерию (7.5), более простую, чем программа, необходимая для комплексной оптимизации режима по критерию (7.1). Именно в такой постановке разрабатывалась методика решения этой задачи в ранее опубликованных работах авторов [6, 24, 55]. Вместе с тем в [24] показана возможность и целесообразность применения для уточнения (дооптимизации) режима, рассчитанного путем указанной выше декомпозиции, дополнительного алгоритма мгновенной оптимизации режима по всем переменным. Элементы этого алгоритма целесообразно применять также при оптимизации режима электрической сети в случаях, когда для устранения перегрузок ветвей эквивалентной схемы по току необходимо изменять активную мощность электростанций.

В силу указанных соображений в настоящей работе для решения всех упомянутых подзадач применяется единая методика комплексной оптимизации мгновенного режима энергосистемы по критерию (7.1).

7.2. ВЫБОР ОСНОВ МЕТОДИКИ РЕШЕНИЯ

В литературе рассматриваются два основных подхода к решению задачи, изложенных ниже.

Расчет установившегося режима электрической сети с одновременной оптимизацией предложен в одной из первых работ [73]. Сущность задачи заключается в поиске минимума функции Лагранжа, в которую входят минимизируемая функция (7.1) или (7.5) и дополнительные члены, учитывающие условия в форме равенств и ограничения в форме неравенств. Для учета условий (7.2) к минимизируемой функции прибавляются члены $\sum_{i \in N} (\lambda_i \varphi_i + \gamma_i \psi_i)$, где λ_i и γ_i — множители Лагранжа.

Для учета ограничений (7.3) или (7.4) каждое из них записывается в виде:

$$\xi_i \geq 0. \quad (7.6)$$

Для этого производится замена переменных. Например, выражение (7.4) можно преобразовать в форму (7.6), вводя переменные:

$$\xi'_i = x_i - x_i^{\min} \geq 0 \quad (7.7)$$

и

$$\xi''_i = x_i^{\max} - x_i \geq 0. \quad (7.7a)$$

При этом к минимизируемой функции в соответствии с теоремой Куна и Таккера [28, 39] добавляются члены вида $D_j = \omega_j \xi_j$, где ω_j — дубль-переменная (обобщенный множитель Лагранжа), удовлетворяющая условиям дополняющей нежесткости (2.25).

При оптимизации режима одновременно находятся значения основных переменных, обеспечивающие минимум целевой функции, и значения множителей Лагранжа, а также дубль-переменных, обеспечивающие выполнение условий (7.2) и ограничений (7.3) и (7.4). Таким образом, задача решается полностью. Основанная на рассмотренных принципах методика экспериментально проверялась также авторами настоящей работы [6].

Второй путь решения основан на **разделении решения** на циклы итераций, в каждом из которых выполняется **шаг расчета установившегося режима электрической сети и шаг оптимизации**.

Расчет установившегося режима производится методами, аналогичными описанным в гл. 6. При этом независимыми параметрами режима, задаваемыми в качестве исходной информации, являются значения независимых переменных x_i (§ 7.1). Эти значения определяются при расчете на предыдущей итерации оптимизации, а для первой итерации могут быть выбраны произвольно.

На шаге оптимизации производится коррекция значений независимых переменных в направлении ввода режима в допустимую область и повышения его экономичности.

Циклы итераций повторяются до выполнения условий оптимальности с заданной точностью.

Важнейшим недостатком первого подхода (одновременный расчет установившегося режима электрической

сети и его оптимизация) является значительное (в несколько раз) увеличение размерности задачи вследствие необходимости кроме независимых переменных вычислять множители Лагранжа и дубль-переменные для всех узлов эквивалентной схемы (как генераторных, так и нагрузочных).

Существенным недостатком является также невозможность решения задачи при задании несовместных условий, что, как показано в § 6.1, требуется очень часто. Наконец, рассматриваемый подход исключает возможность быстро определить только допустимый режим, не дожидаясь выполнения критериев оптимальности (7.1) или (7.5).

На основании изложенных соображений, в настоящей работе принят второй подход к решению задачи.

7.3. ОСНОВЫ ПРИНЯТОЙ МЕТОДИКИ ОПТИМИЗАЦИИ РЕЖИМА

Как уже указывалось, составной частью принятой методики является расчет установившегося режима электрической сети. Он производится методами, в основном аналогичными описанным в гл. 6. В частности, для повышения надежности расчета в случае затруднений с обеспечением сходимости итераций предусматривается переход на квазиньютоновские методы.

Основная особенность использования описанной в гл. 6 методики расчета установившегося режима электрической сети при оптимизации режима состоит в том, что во избежание описанных в § 6.2 затруднений, связанных с неоднозначностью и возможностью нарушения условий существования решений, закрепление реактивных мощностей Q_i в опорных узлах ($i \in \Gamma_1$) на предельных значениях не производится. Контроль выполнения ограничений (7.3) и (7.4), а также ввод режима в допустимую область в случае нарушения ограничений по Q_i производится на этапе оптимизации режима путем изменения значений напряжений U_i .

В связи с этим на этапе расчета установившегося режима электрической сети учитываются только условия в форме равенств (7.2), а ограничения в форме неравенств (7.3) или (7.4) во внимание не принимаются.

Учет ограничений при оптимизации режима. В большинстве опубликованных работ по вопросам оптимизации предусматривается, что в случае выхода какой-либо

зависимой переменной за допустимые пределы она переводится в разряд независимых переменных и закрепляется на нарушенном пределе. Вместо нее в состав зависимых переменных вводится одна из независимых, не достигших предельного значения. Таким образом производится смена базиса. Однако это может повлечь перевод опорных узлов в разряд неопорных и вызвать отмеченные уже последствия — нарушение условий существования или сходимости к физически неосуществимым решениям. Поэтому в настоящей работе для учета ограничений, наложенных на зависимые переменные, применен метод штрафных функций, позволяющий вводить режим в допустимую область путем изменения значений независимых переменных без смены базиса. В частности, нарушения ограничений, наложенных на Q_i , устраняются путем соответствующего изменения напряжений U_i . Для предупреждения остаточных нарушений допустимых пределов применена модификация метода штрафных функций со сдвигом допустимых пределов (см. § 2.5). Однако в отличие от метода, описанного в § 2.5, для сокращения времени счета сдвиг пределов, т. е. изменение значения w_0 , в данной группе задач, как показали экспериментальные исследования, оказалось целесообразным производить, не дожидаясь полной сходимости итераций при данном значении w_0 . В реализованных вариантах программ в качестве критерия необходимости сдвига принята малая величина относительного изменения целевой функции на соседних итерациях оптимизации. Во избежание колебательного процесса предусматривается задержка следующего сдвига на заранее заданное число итераций. Производятся также исследования целесообразности применения метода интегрирования производной штрафной функции (см. § 2.5).

Учет ограничений, наложенных на независимые переменные, как и в § 2.5, осуществляется закреплением на предельных значениях переменных x_i , вышедших за допустимые пределы. Однако для напряжений в опорных узлах U_i , также являющихся независимыми переменными, этот способ не применяется, так как в случае несовместности наложенных ограничений при закреплении U_i нарушались бы ограничения по реактивным мощностям Q_i и, следовательно, ограничения по полным мощностям S_i и токам I_i генерирующих источников. Между тем перегрузка генерирующих источников обыч-

но недопустима, в то время как некоторые отклонения напряжения в большинстве случаев хотя и нежелательны, но могут быть допущены. Поэтому для учета этих ограничений принят тот же метод, что и для зависимых переменных — ввод штрафных функций.

Целевая функция и метод оптимизации. При выбранном методе учета ограничений целевая функция принимает вид:

$$F = I + \sum_{i \in \Gamma_1} \Pi_{Q_i} + \sum_{i=1}^n \Pi_{U_i} + \sum_{l \in L_P} \Pi_{P_l} + \sum_{l \in L_I} \Pi_{I_l} + \Pi_{P_0}, \quad (7.8)$$

где Π_{Q_i} , Π_{U_i} , Π_{P_l} , Π_{I_l} , Π_{P_0} — штрафные функции, вводимые при нарушении ограничений соответственно по реактивной мощности в опорных генераторных узлах, по напряжениям во всех узлах, кроме балансирующего, по потокам активной мощности и токам контролируемых ВЛ, по активной мощности балансирующего узла.

Условия в форме равенств (7.2) в целевую функцию не включены, так как они учитываются на этапе расчета установившегося режима электрической сети. Как показано ниже, компоненты вектор-градиента также вычисляются с учетом этих условий.

Минимизация функции F производится градиентным методом, описанным в § 2.4. Так как в данной задаче используются независимые переменные разной физической природы (напряжения, активные и реактивные мощности, коэффициенты трансформации трансформаторов) выбор масштабных множителей μ_i в формулах (2.11) затруднен. Поэтому избрана модификация метода с индивидуальными множителями h_i , определяющими шаг. Таким образом, шаг (приращение) независимой переменной Δx_i в k -м цикле итераций оптимизации определяется по формуле

$$\Delta x_i^k = -h_i^k \mu_i \sigma_i^k, \quad (7.9)$$

где $\sigma_i^k = \partial F / \partial x_i$ — частная производная целевой функции по i -й независимой переменной.

Для преодоления затруднений со сходимостью итераций, возникающих при применении индивидуальных множителей h_i для каждой независимой переменной,

в реализованной методике применены все приемы преодоления этих затруднений, описанные в § 2.4 (ограничения по модулю составляющих вектор-градиента, ограничения шага Δx^k ; при изменении знака этого шага и т. п.).

В отличие от методики, описанной в гл. 2, в качестве критерия окончания процесса оптимизации принята малость относительного изменения целевой функции в двух соседних итерациях:

$$|\varepsilon_F| = \left| \frac{F(k) - F(k-1)}{F(k)} \right| < \bar{\varepsilon}_F, \quad (7.10)$$

где $\bar{\varepsilon}_F$ — заранее задаваемая малая величина.

Этот критерий является менее строгим, чем принятая в большинстве других задач, рассматриваемых в настоящей работе, малость модулей частных производных, однако многолетний опыт расчетов показал, что в данной задаче удовлетворительное приближение к оптимуму достигается и при выполнении этого критерия, хотя при этом отдельные значения σ_i могут быть значительны по модулю.

При разработке методики исследовались многочисленные пути сокращения времени расчета. Один из них основан на том, что принятый метод учета ограничений с помощью штрафных функций делает итерационный процесс оптимизации с одновременным вводом режима в допустимую область мало чувствительным к неточностям расчета установившегося режима, допускаемым в начале процесса оптимизации. В связи с этим Ю. И. Максимовым были проведены экспериментальные исследования возможностей сокращения времени решения за счет того, что в первых циклах итераций допускается большая погрешность. Наилучшие результаты были достигнуты при проведении в каждом цикле всего одной итерации по расчету установившегося режима и выполнению после этого шага оптимизации. Общее время расчета сокращалось при этом почти вдвое. На точности результатов это не отражалось, так как расчет заканчивается после достижения заданной точности по небалансам мощностей в узлах. Этот путь применяется во всех реализованных вариантах программ. Вместе с тем имеется возможность проводить расчеты и с обеспечением полной сходимости итераций по расчету установившегося режима. Эта возможность используется, в частности,

в случаях, когда требуется получить лишь допустимое решение и процесс оптимизации не доводится до полной сходимости.

Наряду с этим ведутся исследования эффективности применения других путей ускорения счета, к числу которых относятся рассмотренные в § 2.4 применения метода наискорейшего спуска в начале процесса оптимизации, что имеет особенно большое значение при многовариантных расчетах, а также применение в конце процесса оптимизации вместо градиентного метода методов второго порядка (в частности, метода Ньютона).

7.4. МАСШТАБИРОВАНИЕ

Существенное влияние на сходимость процесса оптимизации оказывает выбор масштабных множителей μ_i в формуле (7.9), а также масштабирование штрафных коэффициентов α_j в формулах (2.23) — (2.26).

Выбор масштабных множителей μ_i подробно рассматривается в математической литературе, в частности [52]. Рекомендуемые в этих работах методы выбора указанных множителей сводятся к такому преобразованию координат, при котором линии уровней целевой функции, имеющие вид вытянутых «оврагов», приближаются к окружностям (см. § 2.4). Однако их применение требует выполнения чрезвычайно громоздкой процедуры вычисления собственных значений матрицы вторых производных оптимизируемой функции по независимым переменным, что вызвало бы неприемлемое увеличение времени расчета.

В [35] при расчете электронных схем хорошие результаты дало логарифмическое преобразование координат. Применение этого способа в рассматриваемой задаче для масштабирования модулей напряжения и коэффициентов трансформации трансформаторов сводится в конечном счете к масштабированию частных производных оптимизируемой функции по этим переменным. Масштабированные значения частных производных $\sigma_{U_i} = \partial F / \partial U_i$ и $\sigma_{K_{Tl}} = \partial F / \partial K_{Tl}$ вычисляются по формулам:

$$\sigma_{U_i}^M = \sigma_{U_i}^P \frac{U_i}{U_0}; \quad (7.11)$$

$$\sigma_{K_{Tl}}^M = \sigma_{K_{Tl}}^P \frac{\Delta K_{Tl} \%}{100} K_{Tl, \text{ ном}} K_{Tl}, \quad (7.11a)$$

где $\sigma_{U_i}^p$ и $\sigma_{K_{Tl}}^p$ — расчетные значения частных производных, вычисляемые при решении систем линейных уравнений (см. ниже); $\sigma_{U_i}^m$ и $\sigma_{K_{Tl}}^m$ — то же масштабированные значения; U_i и K_{Tl} — текущие значения соответствующих переменных; U_6 — напряжение, принимаемое за базовое при масштабировании; $\frac{\Delta K_{Tl}\%}{100} K_{Tl, \text{ном}}$ — степень регулирования коэффициента трансформации трансформатора в долях номинального значения.

Введение масштабирования вида (7.11) позволяет учесть разницу в модулях частных производных, обусловленную тем, что они относятся к различным ступеням напряжения, а выражения вида (7.11а) — различное влияние, которое оказывает на значения частных производных изменение коэффициента трансформации на одну ступень регулирования.

При масштабировании для реактивных мощностей и поперечных составляющих коэффициентов трансформации удовлетворительного решения не найдено. Поэтому в дальнейшем для этих переменных оно не применялось.

Как показали экспериментальные расчеты, в начале процесса оптимизации, когда значения частных производных σ_i велики, масштабирование неэффективно. Наилучшие результаты были получены при применении масштабирования в конце итерационного процесса и при ограничении производных по модулю в его начале. Указанный порядок масштабирования был использован в программах промышленного назначения и дал сокращение времени расчета на 5—10% по сравнению с программами, в которых масштабирование не применялось.

Масштабирование штрафных коэффициентов. Выбор одинакового для всех переменных штрафного коэффициента α_j в формулах (2.24) — (2.26) вызывает затруднения, особенно существенные при учете ограничений по напряжению U_i . Они состоят в том, что при этом нарушения допустимого предела на одинаковую по модулю величину воспринимаются программой, как имеющие одинаковое значение независимо от ступени напряжения, в которой они имеют место. В действительности такое нарушение может быть несущественным для узлов высшего напряжения (например, $U=500$ кВ) и недопустимым для узлов меньшего напряжения (например,

$U=10$ кВ). В связи с этим в рассматриваемой задаче применено масштабирование штрафного коэффициента α_U по формуле

$$\alpha_{U_i} = \alpha_{U_6} \frac{U_6}{U_{\text{ном}, i}}, \quad (7.12)$$

где U_6 — выбираемое базовое напряжение для данной схемы электрической сети; обычно в качестве U_6 выбирается средняя ступень напряжения; $U_{\text{ном}, i}$ — номинальное напряжение в i -м узле; α_{U_6} — базовый штрафной коэффициент по напряжению.

Экспериментальные исследования показали, что значительное ускорение процесса оптимизации достигается также выбором квазиоптимальных коэффициентов α_j отдельно для каждой группы зависимых переменных y , имеющих одинаковую физическую природу (P , Q , $\sim U$ и т. п.). Для этой цели в разработанной методике предусмотрен выбор значений α_j для каждой группы переменных таким образом, чтобы обеспечить приблизительно одинаковое соотношение между «основной» и «штрафной» частями всех компонентов вектор-градиента (основная часть — частная производная оптимизируемой функции, а штрафная — частная производная от суммы штрафных функций).

7.5. РАСЧЕТ СОСТАВЛЯЮЩИХ ВЕКТОР-ГРАДИЕНТА

Как указано в § 7.3, при оптимизации режима градиентным методом необходимо на каждой итерации вычислять составляющие вектор-градиента, т. е. частные производные целевой функции, входящие в (7.9).

Поскольку целевая функция F не выражается явно через независимые переменные оптимизации, разработанная методика предусматривает, как показано ниже, вычисление значений σ_i косвенным образом. При этом задача сводится к решению системы линейных алгебраических уравнений. Основы методики разработаны в [40, 47, 73] для расчета частных производных $d\pi/dP_i$ и $d\pi/dQ_i$. Для решения рассматриваемой задачи методика переработана для возможности расчета частных производных от целевой функции более общего вида (7.8), в которую вместо потерь активной мощности в электрической сети π могут входить издержки I или суммарный расход условного топлива B по формулам (7.1), а также штрафные функции. Кроме того, предусматривается

дифференцирование целевой функции не только по активным P_i и реактивным Q_i мощностям, но и по другим независимым переменным: $U_i (i \in \Gamma_1)$, $K_{tl,d}$ и $K_{tl,q} (l \in T)$. Существенно изменен и метод численного решения получаемой системы линейных алгебраических уравнений — вместо итерационного метода Гаусса — Зейделя применен метод Гаусса с упорядоченным исключением неизвестных, обеспечивающий ускорение и повышение точности расчета.

Для вычисления составляющей $\partial F / \partial U_i (i \in \Gamma_1)$ дадим модулю напряжения i -го узла U_i приращение ΔU_i , оставляя модули напряжений в остальных узлах и все фазовые узлы неизменными. Тогда приращение целевой функции F можно выразить следующим образом:

$$\Delta F = \left(\frac{\partial F}{\partial U_i} \right) \Delta U_i, \quad (7.13)$$

где $\left(\frac{\partial F}{\partial U_i} \right)$ — частная производная от функции F , представленной в системе координат

$$(U_0, U_1, \dots, U_n, \delta_1, \dots, \delta_n, K_{t1,d}, \dots, K_{tt,d}, K_{t1,q}, \dots, K_{tt,q}).$$

Вместе с тем при изменении U_i изменяются мощности как i -го узла, так и узлов α , непосредственно соединенных с ними ветвями эквивалентной схемы. Поэтому, с другой стороны,

$$\Delta F = \frac{\partial F}{\partial U_i} \Delta U_i + \frac{\partial F}{\partial P_i} \Delta P_i + \sum_{\alpha} \left(\frac{\partial F}{\partial P_{\alpha}} \Delta P_{\alpha} + \frac{\partial F}{\partial Q_{\alpha}} \Delta Q_{\alpha} \right), \quad (7.14)$$

где $\frac{\partial F}{\partial U_i}$ — частная производная функции F , представленной в системе координат

$$(P_1, \dots, P_n, U_0, \dots, U_m, Q_{m+1}, \dots, Q_n, K_{t1,d}, \dots, K_{tl,d}, K_{t1,q}, \dots, K_{tl,q}).$$

Физически это означает возможность получения одного и того же режима как путем изменения модуля напряжения в i -м узле, так и путем изменения мощностей в i -м узле и связанных с ним узлах α .

Частная производная $\partial F / \partial U_i$ в (7.14) отличается от частной производной $(\partial F / \partial U_i)$ в (7.13) тем, что она вычисляется при соблюдении баланса мощностей в узлах

и, следовательно, представляет собой искомую частную производную — составляющую вектор-градиента целевой функции по модулю напряжения.

Приравнивая правые части (7.13) и (7.14) и переходя к пределу при $\Delta U_i \rightarrow 0$, получаем:

$$\frac{\partial F}{\partial U_i} = \left(\frac{\partial F}{\partial U_i} \right) - \left[\frac{\partial F}{\partial P_i} \frac{\partial P_i}{\partial U_i} + \sum_{\alpha} \left(\frac{\partial F}{\partial P_{\alpha}} \frac{\partial P_{\alpha}}{\partial U_i} + \frac{\partial F}{\partial Q_{\alpha}} \frac{\partial Q_{\alpha}}{\partial U_i} \right) \right]. \quad (7.15)$$

Аналогичным образом найдем составляющую вектор-градиента целевой функции $\partial F / \partial K_{tl,d}$ по продольной составляющей $K_{tl,d}$ коэффициента трансформатора l -й ветви, соединяющей узлы i и α эквивалентной схемы:

$$\begin{aligned} \frac{\partial F}{\partial K_{tl,d}} = & \left(\frac{\partial F}{\partial K_{tl,d}} \right) - \left(\frac{\partial F}{\partial P_i} \frac{\partial P_i}{\partial K_{tl,d}} + \frac{\partial F}{\partial Q_i} \frac{\partial Q_i}{\partial K_{tl,d}} + \right. \\ & \left. + \frac{\partial F}{\partial P_{\alpha}} \frac{\partial P_{\alpha}}{\partial K_{tl,d}} + \frac{\partial F}{\partial Q_{\alpha}} \frac{\partial Q_{\alpha}}{\partial K_{tl,d}} \right). \end{aligned} \quad (7.16)$$

Выражения для $\partial F / \partial K_{tl,q}$ получаются заменой в (7.16) индекса « tl,d » на « tl,q ».

Равенства (7.15) и (7.16) выведены для случая, когда все узлы α являются нагрузочными или неопорными; кроме того, в (7.16) предполагается, что узел i также либо нагрузочный, либо неопорный. Для опорных узлов в этих равенствах выпадают члены, соответствующие изменениям реактивной мощности, являющейся зависимой переменной, для которой $\frac{\partial F}{\partial Q_i}$ не имеет смысла. Анало-

гично для БУ не имеет смысла производная $\frac{\partial F}{\partial P_0}$.

Вычисление частных производных $\frac{\partial F}{\partial P_i}$, $\frac{\partial F}{\partial Q_i}$, $\frac{\partial F}{\partial P_{\alpha}}$, $\frac{\partial F}{\partial Q_{\alpha}}$, в число которых входят составляющие вектор-гра-

диента $\frac{\partial F}{\partial P_i}$ ($i \in \Gamma$, $i \neq 0$) и $\frac{\partial F}{\partial Q_i}$ ($i \in \Gamma_s$), производится

решением следующей системы линейных алгебраических уравнений (СЛАУ) порядка $2n - m_1$ [вывод аналогичен (7.15) и (7.16) и поэтому не приводится]:

для всех узлов, кроме балансирующего ($i \in \Gamma + N$, $i \neq 0$),

$$\left(\frac{\partial F}{\partial \delta_i} \right) = \frac{\partial F}{\partial P_i} \frac{\partial P_i}{\partial \delta_i} + \frac{\partial F}{\partial Q_i} \frac{\partial Q_i}{\partial \delta_i} + \sum_{\alpha} \left(\frac{\partial F}{\partial P_{\alpha}} \frac{\partial P_{\alpha}}{\partial \delta_i} + \frac{\partial F}{\partial Q_{\alpha}} \frac{\partial Q_{\alpha}}{\partial \delta_i} \right), \quad (7.17)$$

для неопорных генераторных и нагрузочных узлов ($i \in \Gamma_2 + H$)

$$\left(\frac{\partial F}{\partial U_i}\right) = \frac{\partial F}{\partial P_i} \frac{\partial P_i}{\partial U_i} + \frac{\partial F}{\partial Q_i} \frac{\partial Q_i}{\partial U_i} + \sum_{\alpha} \left(\frac{\partial F}{\partial P_{\alpha}} \frac{\partial P_{\alpha}}{\partial U_i} + \frac{\partial F}{\partial Q_{\alpha}} \frac{\partial Q_{\alpha}}{\partial U_i} \right). \quad (7.17a)$$

Если узлы i или α являются опорными, то в соответствующих выражениях обращаются в нуль члены, содержащие соответственно $\frac{\partial F}{\partial Q_i}$ или $\frac{\partial F}{\partial Q_{\alpha}}$.

Полученные соотношения (7.15) — (7.17) позволяют определить значения составляющих вектор-градиента целевой функции в установившемся режиме электрической сети по известному значению вектора $(\delta, U, K_{T,d}, K_{T,q})$.

С другой стороны, соотношения (7.15) — (7.17) можно рассматривать все вместе как новую СЛАУ порядка $2n + 2t + 1$ относительно неизвестных $\frac{\partial F}{\partial P_i}$ ($i = 1, \dots, n$), $\frac{\partial F}{\partial U_i}$ ($i \in \Gamma_1$), $\frac{\partial F}{\partial Q_i}$ ($i \in \Gamma_2$), $\frac{\partial F}{\partial K_{Tl,d}}$ и $\frac{\partial F}{\partial K_{Tl,q}}$ ($l \in T$). Особенность этой системы состоит в том, что она распадается на систему уравнений порядка $2n - m_1$, которую образуют уравнения (7.17), и на отдельные уравнения вида (7.15) и (7.16). Число последних уравнений равно $(m_1 + 2t + 1)$, и сами они носят тривиальный характер, так как разрешаются независимо друг от друга при условии, если известно решение системы (7.17).

Правые части получаемой СЛАУ, представляющие собой частные производные целевой функции $\left(\frac{\partial F}{\partial \delta_i}\right)$, $\left(\frac{\partial F}{\partial U_i}\right)$, $\left(\frac{\partial F}{\partial K_{Tl,d}}\right)$ и $\left(\frac{\partial F}{\partial K_{Tl,q}}\right)$ по соответствующим переменным, можно определить аналитически дифференцированием выражения (7.8). Например,

$$\begin{aligned} \left(\frac{\partial F}{\partial \delta_i}\right) = & \frac{\partial H}{\partial \delta_i} + \sum_{j \in \Gamma_1} \frac{\partial \Pi_{Q_j}}{\partial \delta_i} + \sum_{j=1}^n \frac{\partial \Pi_{U_j}}{\partial \delta_i} + \sum_{l \in L_P} \frac{\partial \Pi_{P_l}}{\partial \delta_i} + \\ & + \sum_{l \in L_I} \frac{\partial \Pi_{I_l}}{\partial \delta_i} + \frac{\partial \Pi_{P_0}}{\partial \delta_i}, \end{aligned} \quad (7.18)$$

где производные $\frac{\partial \Pi_{Q_j}}{\partial \delta_i}, \frac{\partial \Pi_{U_j}}{\partial \delta_i}, \frac{\partial \Pi_{P_l}}{\partial \delta_i}, \frac{\partial \Pi_{I_l}}{\partial \delta_i}, \frac{\partial \Pi_{P_0}}{\partial \delta_i}$ также легко вычисляются дифференцированием соответствующих штрафных функций.

Коэффициенты СЛАУ, т. е. величины $\frac{\partial P_i}{\partial \delta_i}, \frac{\partial P_\alpha}{\partial \delta_i}, \frac{\partial P_i}{\partial U_i}, \frac{\partial P_\alpha}{\partial U_i}, \frac{\partial Q_i}{\partial \delta_i}$ и т. д., нетрудно найти дифференцированием выражений (6.21) по составляющим вектора $(\delta, U, K_{T, d}, K_{T, q})$.

Систему уравнений (7.17) в матричном виде можно записать следующим образом:

$$\begin{pmatrix} \left(\frac{\partial P}{\partial \delta}\right) & \left(\frac{\partial Q}{\partial \delta}\right) \\ \left(\frac{\partial P}{\partial U}\right) & \left(\frac{\partial Q}{\partial U}\right) \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \frac{\partial F}{\partial P} \\ \frac{\partial F}{\partial Q} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \left(\frac{\partial F}{\partial \delta}\right) \\ \left(\frac{\partial F}{\partial U}\right) \end{pmatrix}. \quad (7.19)$$

Матрица коэффициентов системы (7.19) представляет собой транспонированную матрицу Якоби функций небалансов мощностей узлов, вычисленную в точке, являющейся решением задачи расчета потокораспределения электрической сети. Вследствие топологической симметрии обеих матриц при решении (7.19) не требуется производить новый выбор порядка исключения неизвестных и возможно использование одних и тех же коэффициентов как при расчете потокораспределения, так и при оптимизации.

Расчет составляющих вектор-градиента с учетом статических характеристик нагрузки. При выводе приведенных выше формул не учитывалась зависимость активных и реактивных нагрузок потребителей узлов от напряжений (статические характеристики нагрузки). Это вызвано тем, что, как показано в [16], для получения правильного результата оптимизации при учете статических характеристик нагрузки необходимо учитывать функции ущерба у потребителей, которые в настоящее время недостаточно изучены. Вместе с тем учет статических характеристик нагрузки без учета функций ущерба может приводить к заведомо неоптимальным решениям, отличающимся заниженными напряжениями у потребителей, так как при снижении напряжения уменьшается потребляемая мощность и снижаются издержки

энергосистемы, а вызываемое этим увеличение издержек у потребителей не принимается во внимание.

Однако в некоторых случаях, в частности в аварийных и послеаварийных режимах, когда требуется найти допустимый или в минимальной мере нарушающий условия допустимости режим, учет статических характеристик нагрузки необходим.

При учете статических характеристик нагрузки частные производные $\partial F/\partial P_i$ и $\partial F/\partial Q_i$ необходимо вычислять с учетом того, что при изменении мощностей генерирующих источников в i -м узле $P_{\Gamma i}$ и $Q_{\Gamma i}$ одновременно изменяются также мощности потребителей. Из условия баланса мощностей в i -м узле следует:

$$P_{\Gamma i} = P_i(\delta, U, K_T) + P_{\Pi i}(U_i); \quad (7.20)$$

$$Q_{\Gamma i} = Q_i(\delta, U, K_T) + Q_{\Pi i}(U_i), \quad (7.20a)$$

где P_i и Q_i — результирующие активная и реактивная мощности узла.

Вывод расчетных выражений для составляющих вектор-градиента с учетом статических характеристик нагрузки аналогичен изложенному выше. Например, для $i \in \Gamma_2 + H$, дифференцируя целевую функцию F по δ_i , получаем:

$$\begin{aligned} \left(\frac{\partial F}{\partial \delta_i} \right) = & \frac{\partial F}{\partial P_{\Gamma i}} \frac{\partial P_{\Gamma i}}{\partial \delta_i} + \sum_{\alpha} \frac{\partial F}{\partial P_{\Gamma \alpha}} \frac{\partial P_{\Gamma \alpha}}{\partial \delta_i} + \frac{\partial F}{\partial Q_{\Gamma i}} \frac{\partial Q_{\Gamma i}}{\partial \delta_i} + \\ & + \sum_{\alpha} \frac{\partial F}{\partial Q_{\Gamma \alpha}} \frac{\partial Q_{\Gamma \alpha}}{\partial \delta_i}. \end{aligned} \quad (7.21)$$

Аналогичное выражение (7.21a) для $\left(\frac{\partial F}{\partial U_i} \right)$ получаем заменой δ_i на U_i :

$$\left(\frac{\partial F}{\partial U_i} \right) = \frac{\partial F}{\partial P_{\Gamma i}} \frac{\partial P_{\Gamma i}}{\partial U_i} + \sum_{\alpha} \frac{\partial F}{\partial P_{\Gamma \alpha}} \frac{\partial P_{\Gamma \alpha}}{\partial U_i} + \frac{\partial F}{\partial Q_{\Gamma i}} \frac{\partial Q_{\Gamma i}}{\partial U_i} + \sum_{\alpha} \frac{\partial F}{\partial Q_{\Gamma \alpha}} \frac{\partial Q_{\Gamma \alpha}}{\partial U_i}. \quad (7.21a)$$

В формулах (7.21) и (7.21a)

$$\frac{\partial P_{\Gamma j}}{\partial \delta_i} = \frac{\partial P_j}{\partial \delta_i} \text{ и } \frac{\partial Q_{\Gamma j}}{\partial \delta_i} = \frac{\partial Q_j}{\partial \delta_i} \text{ для } j=i \text{ и всех } j=\alpha; \quad (7.22)$$

$$\frac{\partial P_{\Gamma j}}{\partial U_i} = \frac{\partial P_i}{\partial U_i} + \frac{\partial P_{\Pi i}}{\partial U_i}, \text{ если } j=i, \text{ и } \frac{\partial P_{\Gamma j}}{\partial U_i} = \frac{\partial P_{\alpha}}{\partial U_i}, \text{ если } j=\alpha, \quad (7.22a)$$

$$\frac{\partial Q_{\Gamma j}}{\partial U_i} = \frac{\partial Q_i}{\partial U_i} + \frac{\partial Q_{\Pi i}}{\partial U_i}, \text{ если } j=i, \text{ и } \frac{\partial Q_{\Gamma j}}{\partial U_i} = \frac{\partial Q_\alpha}{\partial U_i}, \text{ если } j=\alpha. \quad (7.226)$$

Нетрудно видеть, что выражения (7.21), (7.21a) с учетом (7.22) — (7.226) отличаются от (7.17) только тем, что дифференцирование в правой части (7.21) производится по $P_{\Gamma i}$, $P_{\Gamma \alpha}$ и $Q_{\Gamma i}$, $Q_{\Gamma \alpha}$ вместо соответственно P_i , P_α и Q_i , Q_α в (7.17).

Аналогичные выражения можно получить также дифференцированием F по δ_i и $U_i (i \in \Gamma_1)$, а также $K_{Tl,d}$ и $K_{Tl,q} (l \in T)$.

В итоге расчет вектор-градиента при учете статических характеристик нагрузки сводится к решению системы линейных алгебраических уравнений, аналогичной (7.19). Однако матрица коэффициентов этой системы несколько отличается от соответствующей матрицы системы (7.19) в соответствии с выражениями (7.21) и (7.22).

Описанный метод расчета частных производных целевой функции позволил отказаться от использования громоздкой матрицы $\partial Y / \partial X$ частных производных зависимых переменных по независимым и тем сократить объем необходимой памяти ЭВМ и увеличить предельный объем решаемой задачи.

Рассмотренный метод позволяет находить частные производные от целевых функций F самого различного вида. Это дает возможность применять его для решения ряда задач, выходящих за рамки настоящей работы, например для расчета «матриц чувствительности», которые в принципе могут быть использованы при оперативном управлении режимами, и т. п.

7.6. МЕТОДИКА РЕШЕНИЯ РАЗРЕЖЕННЫХ СИСТЕМ ЛИНЕЙНЫХ АЛГЕБРАИЧЕСКИХ УРАВНЕНИЙ

Как показано выше, расчет установившегося режима электрической сети методом Ньютона и расчет составляющих вектор-градиента целевой функции приводит к необходимости решения СЛАУ вида

$$AX=b \quad (7.23)$$

Решение аналогичной системы необходимо также для расчета эквивалентных характеристик электрической сети (гл. 8).

Для решения системы (7.23) в настоящей работе применен метод исключения неизвестных Гаусса, являющийся наиболее эффективным.

Характерным свойством матрицы A системы уравнений, к которой приводит решение рассматриваемого круга задач, является ее слабая заполненность (**разреженность**), которая тем слабее, чем больше объем системы. В частности, в примерах, приведенных в § 63, от нуля отличалось всего 1—3% общего числа элементов матрицы A . В ходе исключения возникают новые ненулевые элементы матрицы A , что увеличивает потребность в памяти ЭВМ и время решения.

Поскольку число вновь возникающих ненулевых элементов матрицы существенно зависит от порядка исключения, современные методы решения СЛАУ [55, 56, 71] предусматривают выбор упорядоченного порядка исключения, т. е. такого порядка, при котором число вновь возникающих ненулевых элементов близко к минимуму, что помимо экономии памяти сокращает время решения в 20—40 раз. Однако алгоритм и программа решения существенно усложняются.

При выборе методов упорядоченного исключения приходится считаться с тем, что чрезмерное усложнение алгоритма решения может повлечь увеличение времени решения, не окупающееся сокращением его из-за уменьшения числа ненулевых элементов. Поэтому приходится идти на компромисс между требованиями упрощения алгоритма и сокращения числа вновь появляющихся элементов.

Следует отметить, что разработанные алгоритмы упорядоченного исключения неизвестных, как правило, предусматривают выбор порядка исключения до решения самой системы уравнений. Поэтому при расчетах оптимального режима электрической сети, когда решение СЛАУ при одном и том же порядке исключения требуется много раз (на каждой итерации), оправдано применение более сложных, но и более эффективных с точки зрения числа вновь возникающих элементов методов выбора порядка исключения неизвестных.

Рассмотренные в литературе методы упорядоченного исключения разработаны главным образом для систем с симметричной матрицей A . Поскольку в рассматриваемых задачах матрицы несимметричны, ниже излагаются методы решения, специально разработанные для них.

Топологическая интерпретация метода Гаусса. Наиболее наглядное представление о процессе упорядоченного исключения неизвестных можно получить, если поставить рассматриваемой СЛАУ некоторый ненаправленный граф. Тогда процесс исключения неизвестных сводится к последовательному устранению узлов графа.

Ненаправленный граф строится следующим образом: каждому диагональному коэффициенту a_{ii} матрицы A ставится в соответствие узел графа, а каждому ненулевому внедиагональному коэффициенту a_{ij} — ветвь графа, соединяющая узел i с узлом j . Таким образом, строке матрицы A будет соответствовать узел графа с отходящими от него ветвями (звезда графа). Для упрощения графа коэффициенты a_{ij} (прямая связь) и a_{ji} (обратная связь) можно представить одной ветвью ij . Для работы алгоритмов упорядоченного исключения необходимо, чтобы матрица A обладала топологической симметрией, т. е. чтобы каждой ненулевой прямой связи a_{ij} соответствовала обратная связь a_{ji} и наоборот. При этом необязательно, чтобы $a_{ij}=a_{ji}$, в частности один из этих элементов может быть равен нулю, но его хранение обязательно для сохранения топологической симметрии матрицы A .

В качестве примера рассмотрим построение графа для системы уравнений пятого порядка, имеющей матрицу A вида

$$A = \begin{pmatrix} a_{11} & a_{12} & 0 & a_{14} & 0 \\ a_{21} & a_{22} & a_{23} & 0 & a_{25} \\ 0 & a_{32} & a_{33} & a_{34} & 0 \\ a_{41} & 0 & a_{43} & a_{44} & a_{45} \\ 0 & a_{52} & a_{53} & a_{54} & a_{55} \end{pmatrix}. \quad (7.24)$$

Граф, построенный для этой матрицы по приведенному выше правилу, представлен на рис. 7.1,а. Он аналогичен схеме разветвленной электрической сети.

Для полосовой матрицы того же порядка

$$A = \begin{pmatrix} a_{11} & a_{12} & 0 & 0 & 0 \\ a_{21} & a_{22} & a_{23} & 0 & 0 \\ 0 & a_{32} & a_{33} & a_{34} & 0 \\ 0 & 0 & a_{43} & a_{44} & a_{45} \\ 0 & 0 & 0 & a_{54} & a_{55} \end{pmatrix} \quad (7.24a)$$

граф принимает вид цепочки узлов, соединенных ветвями, как показано на рис. 7.1,б.

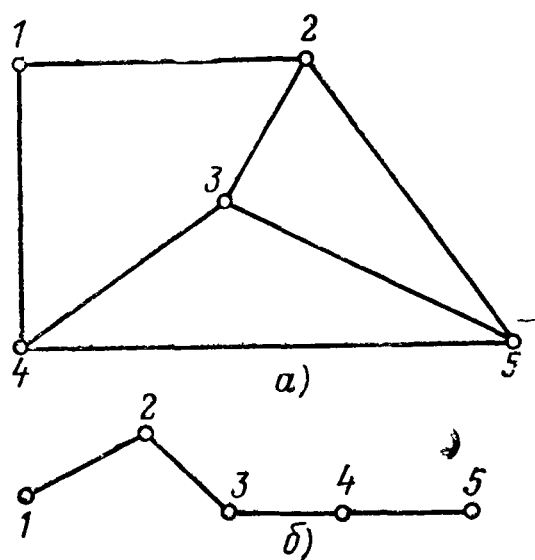


Рис. 7.1. Примеры составления графа для матриц систем линейных уравнений. а — для матрицы (7-24), б — для матрицы (7-24а).

Рассмотрим ненаправленный граф на рис 7.2 и введем ряд понятий, характеризующих i -й узел графа.

Множество узлов $\alpha_1, \alpha_2, \dots, \alpha_{n_i}$, являющихся концами ветвей

i -й звезды, образует первый пояс узлов по отношению к i -му узлу. Обозначим это множество через $G^I_i = \{\alpha_r\}$, где $r=1, 2, \dots, n_i$ — порядковый номер узла в множестве G^I_i . Число n_i будем называть рангом i -го узла, или его связностью

Для графа, представленного на рис. 7.2, $G^I_i = \{\alpha_1 \div \alpha_4\}$, $n_i=4$. Множество ветвей $l_1, l_2, \dots$, связывающих i -й узел с узлами

первого пояса, образует первый пояс ветвей. Обозначим это множество через $L^I_i = \{l_s\}$, где $s=1, 2, \dots, n_i$. Очевидно, что ранг i -го узла равен числу ветвей, отходящих от узла.

Каждый узел первого пояса узлов является в свою очередь вершиной звезды, ветви которой связывают второй пояс узлов с первым. Обозначим множество узлов второго пояса через G_i^{II} , а множество ветвей второго пояса через L_i^{II} . Легко видеть, что

$$G_i^{II} = \bigcup_{r=1}^{n_i} G_{\alpha_r}^I / (G_i^I + i); \quad (7.25)$$

$$L_i^{II} = \bigcup_{r=1}^{n_i} L_{\alpha_r}^I / L_i^I, \quad (7.25a)$$

где под знаком $\bigcup$ понимается объединение множеств, а под знаком $/$ — разность множеств.

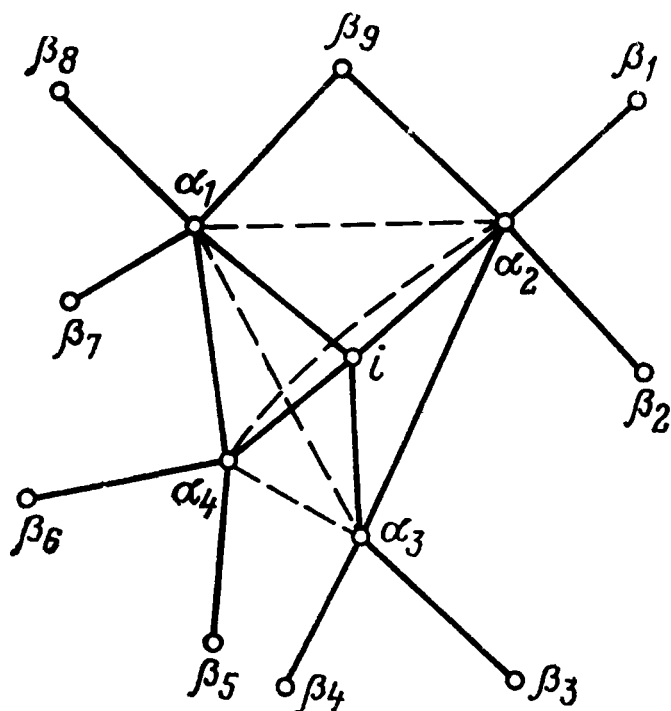


Рис. 7.2. Первый и второй пояс узлов для i -го узла графа; исключение i -го узла графа.

i — удаляемый узел; $\{\alpha_1, \alpha_2, \alpha_3, \alpha_4\}$ — множество G_i^I — первый пояс узлов для i -го узла графа; $\{\beta_1, \beta_2, \beta_3, \beta_4, \beta_5, \beta_6, \beta_7, \beta_8, \beta_9\}$ — множество G_i^{II} — второй пояс узлов для i -го узла графа.

Например, для графа, изображенного на рис. 7.2,

$$G_i^{II} = \{\beta_1 \div \beta_9\}.$$

Исключение неизвестного x_i из СЛАУ по схеме Гаусса соответствует исключению i -го узла графа (см. рис. 7.2). При исключении i -го узла i -я звезда графа заменяется полным многоугольником. При этом в графе появляются новые ветви, соответствующие дополнительно появляющимся ненулевым элементам матрицы A в процессе исключения неизвестных.

Полный многоугольник получается соединением каждого из узлов множества G_i^I с каждым из остальных узлов этого множества. Поэтому в тех случаях, когда до исключения i -го узла графа связь между какими-либо из рассматриваемых узлов его первого пояса отсутствовала, после исключения i -го узла к существующим связям узлов первого пояса добавляются новые связи (пунктирные линии на рис. 7.2).

Число ветвей, появляющихся вновь после устранения i -го узла.

$$q_i = \frac{n_i (n_i - 1)}{2} - e_i,$$

где e_i — число связей между узлами первого пояса до исключения i -го узла.

Величину e_i будем называть кольцевым рангом узла i . Он равен числу треугольников с вершиной в узле i , образуемых ветвями графа до исключения i -го узла. Например, для графа, представленного на рис. 7.1,а, $e_1=0$, $e_2=1$; $e_3=2$, $e_4=1$; $e_5=2$. Таким образом, каждый i -й узел графа можно характеризовать его рангом n_i и числом q_i вновь появляющихся после его устранения ветвей. Исключение i -го узла изменяет эти характеристики для еще неустраненных или остающихся узлов нового графа матрицы.

В топологической интерпретации процесс Гаусса сводится к последовательному устранению узлов графа и учету последствий этого устранения для остающихся узлов и ветвей графа. Порядок устранения узлов графа (неизвестных СЛАУ) определяется с помощью алгоритмов упорядоченного исключения.

Выбор алгоритмов упорядоченного исключения. При разработке методики решения СЛАУ исследовались два алгоритма упорядоченного исключения, описанные в [79—81]. В первом алгоритме на каждом шаге исключается i -й узел графа, имеющий минимальный ранг n_i из всех оставшихся узлов графа. Если этому условию удовлетворяют несколько узлов, то устраняется любой из них (обычно имеющий меньший номер).

Во втором алгоритме для очередного исключения выбирается узел графа, от устранения которого в граф вносится минимальное число q_i новых ветвей (с учетом разрыва связей узлов первого пояса с удаляемым узлом). Критерием для выбора удаляемого узла является минимум величины $n_i(n_i-1)-2e_i-n_i$ или $n_i(n_i-2)-2e_i$.

Для учета особенностей СЛАУ, решаемых в рассматриваемых задачах, исключение неизвестных по своим алгоритмам осуществляется не по топологии графа сети, как это принято в ряде работ [71, 79], а по топологии графа уравнений, которые отличаются друг от друга из-за наличия в сети узлов разного типа [55, 56].

Узлу сети с заданными активной мощностью и модулем напряжения (узел типа P, U) соответствует одно неизвестное, одно уравнение в СЛАУ и одна вершина графа уравнений. Узлу сети с заданными активной и реактивной мощностями (узел типа P, Q) соответствуют два неизвестных, два топологически одинаковых (относительно расположения ненулевых коэффициентов) уравнения в СЛАУ и две вершины графа уравнений.

Вследствие этого результаты упорядочения, производимого на графе сети, могут не совпадать с результатами упорядочения на графе уравнений. Вместе с тем при разработке методики учитывалась связь графа уравнений с графом сети, благодаря которой для узла типа P, Q достаточно произвести выбор порядка исключения лишь для одного из двух неизвестных, соответствующих этому узлу. Второе неизвестное для этого узла автоматически исключается вслед за первым, так как звезды графа уравнений, соответствующие этим неизвестным, одинаковы. Учет этой особенности сокращает общее время упорядочения.

Для сравнительного анализа рассматриваемых алгоритмов были разработаны экспериментальные программы. Опыт программирования и расчетов по ним показал, что реализация первого алгоритма проще, так как после исключения i -го узла величины n_i в новом графе изменяются только для узлов первого пояса и корректировка их не вызывает затруднений.

Таблица 7.1. Результаты исследований алгоритмов упорядочен. с

Номер схемы	$n+1$	b	m_1+1	$p-2n-m_1$	$M_{исх}$	Первый		
						$T_{уп.1'}$ с	$M_{max, 1}^{\Delta}$	$M_{\Delta, 1}^{\Delta}$
1	141	187	34	247	1563	3	1588	1156
			1	280	2040	3	2116	1608
2	167	273	58	275	1931	5	2092	1670
			1	332	2720	5	3204	2478
3	193	278	11	374	2736	6	3084	3500
			1	384	2968	6	3508	2828
4	198	309	59	336	2428	8	3534	2756
			1	394	3244	8	5252	3955
5	242	362	88	395	2509	9	2808	2196
			1	482	3820	9	4836	3755
6	292	393	103	480	2980	8	3118	2339
			1	582	4292	8	4548	3525

Реализация второго алгоритма значительно сложнее, так как после устранения i -го узла изменяются не только величины e_{α} для узлов первого пояса ($\alpha \in G_i^I$), но и величины e_{β} для некоторых узлов второго пояса ($\beta \in G_i^{II}$). Пересчет q_i для всех узлов первого пояса потребовал бы больших затрат машинного времени. Ввиду этого в разработанной авторами методике в начале расчета производится вычисление кольцевых рангов для всех узлов. После устранения очередного узла вычисление кольцевых рангов заново не производится, а делается только их корректировка для узлов первого пояса и некоторых узлов второго пояса. На рис. 7.2 таким узлом второго пояса является узел β_9 (его кольцевой ранг в результате устранения узла i увеличивается на единицу за счет появления ветви $\alpha_1-\alpha_2$). Это еще более усложнило алгоритм, но зато привело к резкому снижению машинного времени.

Экспериментальные исследования по программам производились для ряда схем замещения электрических сетей реальных энергосистем и энергообъединений с числом узлов ($n+1$) от 141 до 293, источников реактивной мощности (m_1+1) от 11 до 103 и коэффициентами связности μ от 1,33 до 1,64.

Для указанных схем регистрировались времена упорядочения $T_{уп}$ по каждому из алгоритмов и определялись исходное число ненулевых элементов $M_{исх}$ в матрице коэффициентов СЛАУ, максимальное число ненулевых элементов M_{max}^{Δ} в процессе приведения матрицы к треугольному виду и конечное число ненулевых элементов M_{Δ}^{Δ} в треугольной матрице.

Чтобы учесть влияние типа узлов сети на результаты упорядочения, все источники реактивной мощности для каждой из сетей

ГО ИСКЛЮЧЕНИЯ

алгоритм		Второй алгоритм						
$\frac{M_{max,1}^{\Delta}}{M_{исх}}, \%$	$\frac{M_{\Delta,1}^{\Delta}}{M_{исх}}, \%$	$T_{уп,2}, с$	$M_{max,2}^{\Delta}$	$M_{\Delta,2}^{\Delta}$	$\frac{M_{max,2}^{\Delta}}{M_{исх}}, \%$	$\frac{M_{\Delta,2}^{\Delta}}{M_{исх}}, \%$	$\Delta M_{max,2}^{\Delta}$	$\Delta M_{\Delta,2}^{\Delta}$
101,60	73,96	6	1576	1155	100,83	73,90	12	1
103,73	78,82	6	2088	1604	102,35	78,63	28	4
108,34	86,48	9	2021	1660	104,66	85,97	71	10
117,79	91,10	9	3096	2434	113,82	89,49	108	44
112,72	91,37	11	3010	2427	110,01	88,71	74	73
118,19	95,28	11	3400	2780	114,56	93,67	108	48
145,55	113,51	15	3473	2716	143,04	111,86	61	40
161,90	121,92	15	4808	3843	148,21	118,46	444	112
111,92	87,52	17	2758	2165	109,92	86,29	50	31
123,98	98,30	17	4620	3707	120,94	97,04	116	48
104,63	78,49	15	3077	2307	103,26	77,42	41	32
105,96	82,13	15	4508	3509	105,03	81,76	40	16

рассматривались дважды: сначала как узлы типа P, U , а затем как узлы типа P, Q . При этом менялся порядок p решаемой системы уравнений, равный $2n - m_1$, где m_1 — число узлов типа P, U .

Результаты исследований для указанных выше схем приведены в табл. 7.1.

Анализ табл. 7.1 показывает, что второй алгоритм требует для выбора порядка исключения почти вдвое большего времени, чем первый. Вместе с тем применение второго алгоритма обеспечивает экономию памяти ЭВМ по сравнению с первым от 0,5 до 3,6% (большие значения для более заполненных матриц)

В условиях многократного решения СЛАУ с неизменным порядком исключения, что характерно для рассматриваемых задач, преимущества второго алгоритма по сравнению с первым очевидны. Действительно, некоторое увеличение времени работы второго алгоритма в дальнейшем компенсируется с избытком за счет достигаемого при этом сокращения времени решения СЛАУ. Поэтому в разработанной методике решения выбран второй алгоритм.

В разработанных программах в процессе выбора порядка исключения определяется максимальное количество ненулевых коэффициентов в каждой строке с учетом появления новых ненулевых коэффициентов. По этим величинам производится перераспределение памяти ЭВМ для хранения компактно записанной матрицы A . Благодаря этому в каждой строке образуется запас места для хранения новых ненулевых коэффициентов и облегчается численное решение СЛАУ

Численное решение СЛАУ. После выбора порядка исключения неизвестных производится численное решение СЛАУ.

Метод Гаусса предусматривает прямой и обратный ход. При прямом ходе матрица коэффициентов приводится к треугольному виду с помощью элементарных операций над ее строками и столбцами. Одновременно с этим преобразуется и столбец правых частей

В результате обратного хода с помощью верхней треугольной матрицы определяется столбец неизвестных.

Прямой ход Гаусса. В [56] рассмотрены два возможных алгоритма приведения матрицы коэффициентов СЛАУ к треугольному виду. Согласно первому алгоритму преобразование матрицы ведется по столбцам так, чтобы элементы столбца, соответствующие исключаемой неизвестной и лежащие ниже главной диагонали, сделать равными нулю. Сущность второго алгоритма заключается в том, чтобы сделать равными нулю элементы строки, соответствующие исключаемой неизвестной и лежащие левее главной диагонали. Как показано в [56], для рассматриваемых в настоящей книге задач, требующих многократного решения СЛАУ с одной и той же матрицей A , но различными правыми частями, в условиях ограниченной оперативной памяти ЭВМ преимущество имеет первый алгоритм, который и описывается нами.

Запишем СЛАУ, получаемую после исключения $(i-1)$ -й неизвестной (ниже предполагается, что порядковые номера неизвестных совпадают с номерами их исключения), в развернутом виде:

[illegible]

[illegible]

где $G_k^I(k-1)$ — множество узлов первого пояса графа матрицы для k -го узла ($k = 1, 2, \dots, i$) после исключения $(k-1)$ -й неизвестной для $\alpha \in G_k^I(k-1)$ выполняется условие $\alpha > k$; $G_l^I(i-1)$ — множество узлов первого пояса графа матрицы для l -го узла ($l = i+1, i+2, \dots, n$) после исключения $(i-1)$ -й неизвестной; для $l \in G_l^I(i-1)$ выполняется условие $\alpha > i-1$.

Сама система линейных уравнений после исключения $(i-1)$ -й неизвестной разбивается на две подсистемы (7.26) и (7.26а). Мат-

рица коэффициентов подсистемы (7.26) представляет собой прямоугольную матрицу $A^{(i-1)}$ размерностью $(i-1)n$ с единицами на главной диагонали и нулями ниже ее. Матрица коэффициентов подсистемы (7.26a) представляет собой квадратную матрицу $A^{(n-i+1)}$ порядка $n-i+1$ с элементами, отличными от нуля как выше, так и ниже главной диагонали.

При исключении i -й неизвестной элементы матрицы $A^{(n-i)}$ и составляющие вектора правых частей $b^{(n-i)}$ определяются по формулам Гаусса, но с индексацией по графу, полученному на $(i-1)$ -м шаге исключения:

$$a_{i\alpha_k}^{(i)} = \frac{a_{i\alpha_k}^{(i-1)}}{a_{ii}^{(i-1)}}, \quad \alpha_k \in G_i^{I(i-1)};$$

$$b_i^{(i)} = \frac{b_i^{(i-1)}}{a_{ii}^{(i-1)}};$$

$$a_{\alpha_k \alpha_r}^{(i)} = a_{\alpha_k \alpha_r}^{(i-1)} - a_{\alpha_k i}^{(i-1)} b_{i\alpha_r}^{(i)}, \quad \alpha_k, \alpha_r \in G_i^{I(i-1)};$$

$$b_{\alpha_k}^{(i)} = b_{\alpha_k}^{(i-1)} - a_{\alpha_k i}^{(i-1)} b_i^{(i)}, \quad \alpha_k \in G_i^{I(i-1)}.$$

Множество узлов первого пояса для α_k -го узла ($\alpha_k \in G_i^{I(i-1)}$, $k > i$) на i -м шаге исключения определяется как объединение множеств $G_{\alpha_k}^{I(i-1)}/i$ и $G_i^{I(i-1)}/\alpha_k$.

Дополнительные узлы $\Delta G_{\alpha_k}^{I(i)}$, появляющиеся в первом поясе

α_k -го узла на i -м шаге исключения (дополнительные ненулевые элементы в α_k -м уравнении), можно выразить следующим образом:

$$\Delta G_{\alpha_k}^{I(i)} = (G_i^{I(i-1)}/\alpha_k) / (G_{\alpha_k}^{I(i-1)} \cap G_i^{I(i-1)}),$$

где $G_{\alpha_k}^{I(i-1)} \cap G_i^{I(i-1)}$ представляет собой совокупность узлов, общих для первых поясов i -го и α_k -го узлов на $(i-1)$ -м шаге исключения; $\cap$ — знак пересечения множеств.

Число этих узлов равно:

$$\Delta n_{\alpha_k}^{I(i)} = \dim G_i^{I(i-1)} - \dim (G_{\alpha_k}^{I(i-1)} \cap G_i^{I(i-1)}) - 1, \quad (7.27)$$

где $\dim$ — размерность множества.

Из (7.27) видно, что дополнительное число ненулевых элементов в α_k -м уравнении тем больше, чем больше узлов в первом поясе i -го узла и чем меньше общих узлов имеют множества первого пояса i -го и α_k -го узлов. Аналогичной обработке подвергаются все строки матрицы $A^{(n-i+1)}$, соответствующие узлам, входящим в первый пояс i -го узла $G_i^{I(i-1)}$. После такой обработки первый столбец матрицы $A^{(n-i+1)}$ будет иметь первый элемент, равный единице, а все остальные элементы будут равны нулю.

Характерной особенностью описанного алгоритма является то, что элементы матрицы $A^{(i-1)}$ не участвуют в операциях, связанных

с удалением i -го узла графа. Само удаление имеет наглядный геометрический смысл и соответствует рассмотренному выше последовательному удалению узлов графа.

Обратный ход Гаусса и вычисление определителя СЛАУ. В конце прямого хода Гаусса получается значение неизвестной x_n , равное $b_n^{(n)}$. Значения остальных неизвестных x_i ($i=n-1, n-2, \dots, 1$) вычисляются по следующей формуле:

$$x_i = b_i^{(i)} - \sum_{\alpha \in G_i^{(i-1)}} a_{i\alpha}^{(i)} x_\alpha,$$

где $a_{i\alpha}^{(i)}$ — элементы i -го уравнения треугольной матрицы; x_α ($\alpha > i$) — значения вычисленных ранее неизвестных.

Вследствие элементарности операций, осуществляемых над исходной матрицей при ее приведении к треугольному виду, определители треугольной ($\det A^{(n)}$) и исходной ($\det A$) матриц связаны между собой соотношением

$$\det A^{(n)} = \frac{\det A}{a_{11}^{(0)} a_{22}^{(1)} \dots a_{nn}^{(n-1)}}.$$

Отсюда с учетом того, что $\det A^{(n)} = 1$, следует:

$$\det A = a_{11}^{(0)} a_{22}^{(1)} \dots a_{nn}^{(n-1)}.$$

Описанная методика решения СЛАУ реализована в программах расчета установившихся и оптимальных режимов энергосистем для ЭВМ 2-го и 3-го поколений, разработанных под руководством авторов. Эти программы систематически успешно применяются для практических расчетов. Опыт их применения подтверждает эффективность методики.

7.7. УЧЕТ ДОПОЛНИТЕЛЬНЫХ ФАКТОРОВ ПРИ ОПТИМИЗАЦИИ РЕЖИМА

Выше при изложении основ методики оптимизации режима не принимались во внимание некоторые важные факторы, учет которых при практических расчетах совершенно необходим. К ним относится зависимость предельных реактивных мощностей генерирующих источников от режима, взаимосвязь между коэффициентами трансформации двухобмоточных трансформаторов, замещающих многообмоточные, дискретность изменения коэффициентов трансформации трансформаторов и др. Объем настоящей книги не дает возможности описать методику учета этих факторов подробно. Ниже излагаются основные идеи, положенные в основу методики их учета.

Учет зависимости предельной реактивной мощности генерирующих источников от режима. Допустимые пределы изменений реактивной мощности Q_i (Q_i^{min} и Q_i^{max}) генерирующих источников любого вида (генераторы, синхронные компенсаторы, батареи статических конденсаторов), а также регулируемых реакторов являются функциональными, т. е. зависят от режима. В частности, как показано в [7, 45], для синхронного генератора Q_i^{max} является функцией двух независимых параметров — активной мощности P_i и напряжения U_i и при постоянном напряжении имеет вид, представленный на рис. 7.3,а. Зависимость Q_i^{max} от P_i и U_i можно представить графически в форме семейства кривых рис. 7.3,б. Для расче-

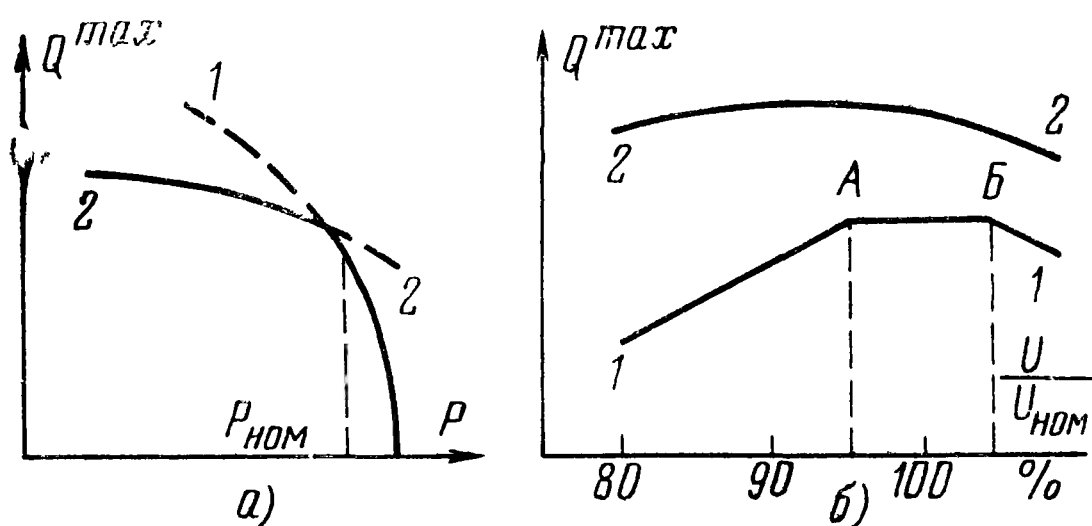


Рис. 7.3. Располагаемая (максимальная) реактивная мощность генератора.

а — при номинальном напряжении: 1 — по статору; 2 — по ротору; ———— — результирующая кривая, б — при постоянной активной мощности: 1 — $P = P_{ном}$; 2 — $P = 0,35P_{ном}$.

тов на ЭВМ она обычно аппроксимируется полиномами. При этом без существенной погрешности ее можно представить гладкими кривыми без изломов, показанными на рис. 7.3,б (точки А и Б).

Учет указанной зависимости при расчете составляющих вектор-градиента сводится к вычислению частных производных от «штрафных» составляющих $\mathcal{L}_{Q_i}$ по пра-

вилам дифференцирования сложных функций. При значении $\mathcal{L}_{Q_i} = -\frac{\alpha Q}{2}(Q_i - \bar{Q}_i)^2$ это приводит к следующему выражению для частной производной по любой незави-

симой переменной x_j :

$$\frac{\partial \Pi_{Q_i}}{\partial x_j} = a_{Q_i} (Q_i - \bar{Q}_i) \left(\frac{\partial Q_i}{\partial x_j} - \frac{\partial \bar{Q}_i}{\partial P_i} \frac{\partial P_i}{\partial x_j} - \frac{\partial \bar{Q}_i}{\partial U_i} \frac{\partial U_i}{\partial x_j} \right). \quad (7.28)$$

В остальном порядок расчета составляющих вектор-градиента, описанный в § 7.5, остается без изменения.

В [7, 45] изложена методика расчета исходной зависимости $Q_i^{max}(P_i, U_i)$ для гидро- и турбогенераторов вручную. Во ВНИИЭ ВЦ ГТУ разработана программа расчета этой зависимости по аналогичной методике на ЭВМ. Разработана также методика расчета с помощью ЭВМ этой зависимости для электростанции со сложной электрической схемой, содержащей генераторы (или другие источники реактивной мощности) и нагрузки, работающие на системы шин разного напряжения, связанные трансформаторами, которые в общем случае могут иметь устройства регулирования напряжения под нагрузкой. Методика основана на оптимизации режима данной станции по программе оптимизации режима электрической сети при нескольких значениях напряжения U_i на одной из систем шин (обычно высшего напряжения), являющейся узлом эквивалентной схемы электрической сети. При оптимизации режима эта система шин «подключается» через произвольное малое сопротивление к фиктивному балансирующему узлу, в котором задается низкое напряжение U_0 . В результате напряжение U_i оказывается ниже заданного нижнего предела и программа обеспечивает при всех рассматриваемых режимах полное использование располагаемой реактивной мощности генераторов. Аналогичным путем нетрудно найти такую же зависимость для Q_i^{min} .

Учет связанного регулирования коэффициентов трансформации трансформаторов. Выведенные в § 7.5 выражения для составляющих вектор-градиента учитывают только двухобмоточные трансформаторы. Многообмоточные трансформаторы моделируются двумя или более двухобмоточными трансформаторами.

В ряде случаев, в частности когда регулирование напряжения осуществляется последовательным регулировочным трансформатором, включенным в нейтраль основного трансформатора, а также при некоторых видах продольно-поперечного регулирования, когда первичная и вторичная обмотки последовательного регулировочного

трансформатора включены в разные фазы, коэффициенты трансформации замещающих трансформаторов не являются независимыми. Каждый из них можно выразить следующим образом:

$$K_{т,j}=f(x_{т}),$$

где $x_{т}$ — независимая переменная, значение которой определяет коэффициенты трансформации всех замещающих трансформаторов.

В качестве $x_{т}$ в зависимости от конструкции трансформатора целесообразно выбирать: э. д. с. последовательного регулировочного трансформатора, положение регулировочных ответвлений обмоток реального трансформатора, коэффициент трансформации одного из замещающих трансформаторов и т. п.

При таком представлении составляющая вектор-градиента по независимой переменной $x_{т}$, равна:

$$\frac{\partial F}{\partial x_{т}} = \sum_j \frac{\partial F}{\partial K_{т,j}} \frac{\partial K_{т,j}}{\partial x_{т}}, \quad (7.29)$$

где $\partial F / \partial K_{т,j}$ — составляющие вектор-градиента, рассчитанные в предположении, что каждый коэффициент трансформации является независимой переменной.

Учет дискретности изменения коэффициентов трансформации трансформаторов производится путем округления коэффициентов трансформации, полученных при расчете оптимального режима, основанного на непрерывной идеализации задачи, до ближайших дискретных значений. После этого производится дооптимизация непрерывно изменяющихся переменных (напряжения, активные и реактивные мощности).

Более точное решение могло бы быть получено с помощью весьма сложных и громоздких методов целочисленного программирования. Однако опыт расчетов показал, что режим, найденный описанным приближенным путем, незначительно отличается от режима, найденного при непрерывной идеализации задачи (потери возрастают менее чем на 0,1%). Это показывает, что более точные методы не могут дать заметного экономического эффекта и потому их применение нецелесообразно.

Учет потерь на корону имеет существенное значение при оптимизации режима энергосистем, в состав сети которых входят линии электропередачи 330 кВ и выше. При плохих метеорологических условиях потери на ко-

рону возрастают настолько, что для их снижения становится выгодным глубокое понижение напряжения, несмотря на то что это вызывает повышение нагрузочных потерь (потерь в металле проводов). О влиянии учета потерь на корону дает представление то, что в одном из расчетов, выполненных для реальной сети 500 кВ, при неучете потерь на корону оптимальное напряжение в узлах оказалось равным 515—520 кВ, а при учете этих потерь для плохих метеорологических условий оно снизилось до 470 кВ.

Разработанная авторами методика предусматривает аппроксимацию зависимости потерь на корону от напряжения полиномами. Методика предусматривает отнесение потерь на корону в половине длины каждой ветви к ее соответствующему концу и суммирование в каждом узле эквивалентной схемы электрической сети потерь на корону от всех ветвей, отходящих от данного узла. Это позволяет учесть различие метеорологических условий по длине ВЛ. Метеорологические условия задаются не для ВЛ, а для районов, к которым относятся отдельные узлы. При большой длине ВЛ последняя может быть разделена на несколько участков.

7.8. РЕАЛИЗАЦИЯ МЕТОДИКИ И ОПЫТ ЕЕ ПРИМЕНЕНИЯ

Описанная в настоящей главе методика положена в основу ряда разработанных ВНИИЭ и ВЦ ГТУ вариантов программ, последним из которых для ЭВМ 2-го поколения явилась программа Б-2/72, и для ЭВМ 3-го поколения — Б-2/77. Оба варианта программ предусматривают возможность расчета оптимального режима электрической сети и оптимизации мгновенного режима по всем переменным для схемы, содержащей до 300 узлов и 450 ветвей, генерирующих источников 128 для ЭВМ 2-го поколения и 200 для ЭВМ 3-го поколения и число регулируемых трансформаторов соответственно до 250 и 300. Объем используемой оперативной памяти для ЭВМ 3-го поколения 100 Кбайт. При памяти около 200 Кбайт возможный объем решаемой задачи увеличивается до 600 узлов и 900 ветвей.

Время расчета оптимального режима электрической сети зависит от напряженности режима, числа переменных, достигающих предельных значений, характера схемы сети, а также от того, насколько удачно задано начальное приближение.

Для сети объемом 250—300 узлов это время при расчете на ЭВМ 2-го поколения (М-220, М-222, БЭСМ-4) и малых моделях ЭВМ 3-го поколения (ЕС-1022) колеблется от 25 до 45 мин. При выполнении серии расчетов близких режимов, при которых результаты одного расчета используются в качестве начального приближения для следующего, и при применениях на первых итерациях метода наискорейшего спуска (см. § 7.3) время счета каждого режима существенно сокращается. Оно сокращается в 2—3 раза, когда целью расчета является определение допустимого режима, и расчет заканчивают после устранения нарушений ограничений, не дожидаясь сходимости по критерию оптимальности.

Программы в течение многих лет систематически применяются для практических расчетов многочисленными организациями (службами режимов энергосистем и энергообъединений, проектными и научно-исследовательскими организациями). С их помощью решались задачи оптимизации текущих и перспективных режимов работы электрических сетей энергосистем и энергообъединений, расчета оптимальной степени компенсации реактивной мощности потребителей, установки компенсирующих устройств и средств регулирования напряжения в сети. Значительное снижение потерь было получено при использовании указанных программ для выбора точек деления в неоднородной сети, что, как показали проведенные расчеты, является весьма эффективным средством оптимизации неоднородных сетей. Возможность оптимизации коэффициентов трансформации трансформаторов по поперечной оси, заложенная в программах, позволяет моделировать влияние поперечных ЭДС, фиктивно включаемых в контуры для снижения неоднородности, и определять оптимальные точки разрыва в неоднородной сети. Опыт применения программ показал их высокую надежность. Случаев невозможности получить решение при задании совместных ограничений не наблюдалось (при несовместных ограничениях расчет также доводился до конца, но нарушения ограничений не устранялись и выдавались признаки несовместности).

Эффективность применения оптимизации определялась прежде всего тем, что в результате оптимизации в ряде случаев обнаруживались возможности устранения или уменьшения нарушений ограничений, которых персонал служб режимов без оптимизации найти не мог.

Наряду с этим в подавляющем большинстве случаев выявлялась возможность за счет перераспределения реактивных мощностей, улучшения режимов напряжений и рационального выбора коэффициентов трансформации трансформаторов заметно (на 5—10%, а иногда и более) уменьшить потери активной мощности и электроэнергии в электрической сети.

Глава восьмая

МЕТОДИКА РАСЧЕТА ЭКВИВАЛЕНТНЫХ ХАРАКТЕРИСТИК ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

Как указывалось в гл. 2, к числу наиболее часто применяемых методов оптимизации принадлежит оптимизация краткосрочных режимов энергосистем и энергообъединений по активной мощности. При этом предусматривается учет потерь активной мощности в сети и ограничений по предельной мощности ее элементов (ВЛ, трансформаторов). Для этого приходится вычислять частные производные (относительные приросты) потерь активной мощности в сети по активным мощностям электростанций (или эквивалентных объектов) $\sigma_i = d\pi/dP_i$ и мощности P_i , передаваемые по ветвям эквивалентной схемы электрической сети. Расчеты значений σ_i и P_i необходимы на каждой итерации оптимизации, т. е. несколько раз при расчете каждой точки (часа), а при расчете суточного графика нагрузки — сотни раз. В этих условиях прямой путь определения значений P_i на основе расчетов установившегося режима электрической сети и вычисления σ_i методами, применяемыми при расчете составляющих вектор-градиента (см. § 7.5), привел бы к неприемлемым затратам машинного времени.

Во избежание этого при оптимизации режима энергосистем по активной мощности, как правило, используются заранее рассчитанные эквивалентные характеристики электрической сети, представляющие собой зависимости (обычно линеаризованные) значений σ_i и P_i от активных мощностей электростанций (эквивалентных объектов) и нагрузок потребителей.

8.1. ОСНОВНЫЕ РАСЧЕТНЫЕ ВЫРАЖЕНИЯ

Многочисленными исследованиями [8, 10, 20, 24, 44, 78] показано, что зависимость потерь активной мощно-

сти в сети от нагрузок отдельных узлов близка к квадратичной, а относительных приростов потерь σ_i и мощностей линий электропередачи P_l — к линейной.

Поэтому их можно приближенно вычислить с помощью линеаризованных выражений следующего вида [8, 20, 78]:

$$\sigma_i = \sum_{j=1}^n \alpha_{ij}^g P_j^g - \sum_{j=1}^n \alpha_{ij}^h P_j^h + \alpha_{i0}; \quad (8.1)$$

$$P_l = \sum_{j=1}^n K_{lj}^g P_j^g - \sum_{j=1}^n K_{lj}^h P_j^h + K_{l0}, \quad (8.1a)$$

где α_{ij}^g , α_{ij}^h , K_{lj}^g и K_{lj}^h — коэффициенты; α_{i0} и K_{l0} — свободные члены; P_j^g — мощность электростанции; P_j^h — нагрузка потребителей в j -м узле. Индексы «г» и «н» введены для раздельного учета генерации и потребления узлов. Поскольку σ_i относится только к генераторным узлам, индекс «г» здесь опущен.

Коэффициенты α_{ij} и K_{lj} равны, очевидно:

$$\alpha_{ij} = \frac{\partial \sigma_i}{\partial P_j} = \frac{\partial^2 \pi}{\partial P_i \partial P_j}; \quad (8.2)$$

$$K_{lj} = \partial P_l / \partial P_j. \quad (8.2a)$$

Формулы (8.1) и (8.2) дают возможность вычислить σ_i , P_l , если известны мощности электростанций P_j^g и потребителей P_j^h во всех узлах. Однако диспетчерские службы энергосистем не имеют оперативной информации о нагрузках потребителей каждого узла и не прогнозируют их на каждый час следующих суток. В диспетчерских службах энергосистем прогнозируется и оперативно контролируется лишь суммарное потребление энергосистемы. В объединенных диспетчерских управлениях прогнозируется и контролируется суммарное потребление каждой из энергосистем, входящих в объединение. В отдельных случаях нагрузка некоторых энергосистем может быть разбита на части, для каждой из которых задается свой график потребления. Что касается нагрузок потребителей отдельных узлов, то информация о них может быть получена, как правило, лишь из замеров, производящихся время от времени (обычно 1—3 раза в год), как правило, для двух интервалов времени в течение суток (ночной минимум и вечерний максимум нагрузки).

В связи с этим формулы (8.1) необходимо преобразовать так, чтобы в них вместо нагрузок отдельных узлов входили суммарные нагрузки потребителей целых энергосистем или подсистем (нагрузочных групп).

Заметим, что суммарная нагрузка такой группы $P^{\text{н}}_f$ равна сумме нагрузок потребителей всех узлов $P^{\text{н}}_j$, входящих в состав группы f , а также потерь активной мощности в сети, соединяющей эти узлы, π_f и нагрузок собственных нужд электростанций $P^{c, \text{н}}_j$, т. е.

$$P^{\text{н}}_f = \sum_{j \in f} P^{\text{н}}_j + \pi_f + \sum_{j \in f} P^{c, \text{н}}_j. \quad (8.3)$$

Аналогичным образом в объединенных энергосистемах редко задается и контролируется мощность каждой электростанции в отдельности, а делается это только для крупнейших из них. Остальные станции объединены в генераторные группы, для которых задается и контролируется суммарная мощность. В каждой энергосистеме может быть выделено несколько генераторных групп. Отдельную электростанцию, находящуюся в ведении ОДУ, можно рассматривать как частный случай генераторной группы, состоящей из одной электростанции.

Мощность r -й генераторной группы $P^{\text{г}}_r$ равна сумме мощностей отдельных электростанций, входящих в ее состав,

$$P^{\text{г}}_r = \sum_{j \in r} P^{\text{г}}_j. \quad (8.4)$$

В связи с введением генераторных групп (рассматриваемых как эквивалентная электростанция) вводится понятие относительного прироста потерь для генераторной группы:

$$\sigma^{\text{г}}_r = \partial \pi / \partial P^{\text{г}}_r, \quad (8.5)$$

где π — потери по всей сети объединенной системы. Чтобы отличать σ для узлов и групп, в относительный прирост генераторной группы введен индекс «г».

В соответствии со сказанным выше величины $\sigma^{\text{г}}_r$ и P_l должны быть выражены в функции активных нагрузок генераторных ($P^{\text{г}}_r$, $P^{\text{г}}_d$) и нагрузочных ($P^{\text{н}}_f$) групп.

Рассматриваемая энергосистема может быть связана с другими энергосистемами, режим работы которых ока-

зывает влияние на величины σ_r^r и P_l . Это влияние может быть учтено либо по мощностям межсистемных линий электропередачи P_q , либо по нагрузкам генераторных и нагрузочных групп, входящих в другие энергосистемы. Для этого в расчетное выражение для σ_r^r и P_l должны быть введены члены, учитывающие мощности межсистемных линий, $\alpha_{rq}P_q$, $K_{lq}P_q$ либо члены, учитывающие нагрузки генераторных и нагрузочных групп, $\alpha_{rd}P_d^r$, $\alpha_{rf}^h P_f^h$, $K_{ld}^r P_d^r$, $K_{lf}^h P_f^h$.

Поэтому выражения для σ_r^r и P_l должны иметь следующий вид:

$$\sigma_r^r = \sum_d \alpha_{rd}^r P_d^r - \sum_f \alpha_{rf}^h P_f^h + \sum_q \alpha_{rq} P_q + \alpha_{r0}; \quad (8.6)$$

$$P_l = \sum_d K_{ld}^r P_d^r - \sum_f K_{lf}^h P_f^h + \sum_q K_{lq} P_q + K_{l0}. \quad (8.6a)$$

Следует заметить, что от одной и той же системы в (8.6) должны входить члены только одного из перечисленных видов (либо с мощностями станций и нагрузок, либо с перетоками по линиям передач).

Выбор одного из указанных способов учета определяется соображениями удобства подготовки материалов и проведения расчета.

Если энергосистема (подсистема) связана с соседней небольшим числом линий электропередачи (до трех-четырех), выгоднее учитывать влияние их режима на σ_r^r и P_l введением в (8.6) членов, зависящих от мощностей этих линий. В противном случае выгоднее вводить члены, зависящие от нагрузок генераторных и нагрузочных групп. В формулы (8.6) могут входить одновременно члены обоих видов, относящиеся к разным энергосистемам.

В некоторых случаях диспетчерские службы энергосистем (объединенных систем) контролируют не мощности отдельных линий электропередачи, а суммарные мощности групп линий (сечений).

Эти последние можно выразить формулой, аналогичной (8.6a). При этом все коэффициенты выражения для суммарной мощности группы линий электропередачи равны сумме соответствующих коэффициентов для отдельных линий, входящих в состав групп.

Как показано в [8, 78], на значения σ_i и P_l оказывают влияние не только активные, но и реактивные мощ-

ности электростанций и их изменение при изменении активных мощностей.

Это обстоятельство учитывается тем, что, как следует из дальнейшего, в основу методики вычисления коэффициентов выражений (8.1) и (8.6) положены расчеты установившегося режима электрической сети. При этих расчетах учитываются значения как активных, так и реактивных мощностей электростанций, а также изменения этих мощностей, вызванные необходимостью поддержания заданных напряжений при изменении активных нагрузок.

При вычислении коэффициентов α_{ij}^n и K_{li}^n в формулах (8.1) и соответствующих им коэффициентов σ_{rf}^n и K_{lf}^n в формулах (8.6) необходимо учитывать, что изменение активной нагрузки потребителей сопровождается также изменением их реактивной нагрузки. Поэтому значения этих коэффициентов должны вычисляться по следующим формулам:

$$\alpha_{ij}^n = \left(\frac{\partial \sigma_i}{\partial P_j^n} \right) + \left(\frac{\partial \sigma_i}{\partial Q_j^n} \right) \frac{\partial Q_j^n}{\partial P_j^n};$$

$$K_{li}^n = \left(\frac{\partial P_l}{\partial P_j^n} \right) + \left(\frac{\partial P_l}{\partial Q_j^n} \right) \frac{\partial Q_j^n}{\partial P_j^n},$$

где в скобки заключены производные, вычисляемые в предположении, что переменные Q_j^n и P_j^n независимы.

При изменении нагрузки потребителей $\operatorname{tg} \varphi^n$ (где $\varphi^n = \operatorname{arctg} \frac{Q_n}{P_n}$) в любой момент времени можно считать практически постоянным:

$$\frac{\partial Q_j^n}{\partial P_j^n} = \operatorname{tg} \varphi_j^n = \operatorname{const}.$$

С учетом этого

$$\alpha_{ij}^n = \left(\frac{\partial \sigma_i}{\partial P_j^n} \right) + \left(\frac{\partial \sigma_i}{\partial Q_j^n} \right) \operatorname{tg} \varphi_j^n; \quad (8.7)$$

$$K_{li}^n = \left(\frac{\partial P_l}{\partial P_j^n} \right) + \left(\frac{\partial P_l}{\partial Q_j^n} \right) \operatorname{tg} \varphi_j^n. \quad (8.7a)$$

8.2. МЕТОДИКА РАСЧЕТА ЗНАЧЕНИЙ σ_i И КОЭФФИЦИЕНТОВ K_l ДЛЯ ОТДЕЛЬНЫХ УЗЛОВ

Основой для расчета коэффициентов α_{ij} по выражению (8.1) является вычисление значений относительных

приростов потерь в сети σ_i . По аналогичной методике рассчитываются и коэффициенты K_{lj} , поэтому методика расчета тех и других рассматривается одновременно.

Расчет относительных приростов потерь в сети σ_i производится на основе расчета установившегося (или оптимального) режима электрической сети, выполняемого для заданных нагрузок потребителей и мощностей электростанций (см. § 8.4).

Метод расчета установившегося режима может быть любой. В программах, разработанных ВНИИЭ ВЦ ГТУ, используются программы расчета установившегося режима Б-6 или оптимального режима Б-2.

Методика определения σ_i базируется на выведенном в § 7.5 выражении (7.19) для расчета частных производных $\partial F/\partial P$ и $\partial F/\partial Q$ от функции F общего вида (7.8), в состав которой входят издержки и штрафные функции. Очевидно, что эти формулы остаются в силе и в случае $F=\pi$. Кроме того, в формуле (7.19) предусматривалось дифференцирование целевой функции по модулю напряжения U_i и фазовым углам δ_i . Для задачи, рассматриваемой в настоящей главе, удобно выбрать действительные U'_i и мнимые U''_i составляющие напряжения в узлах, поскольку встречающиеся при расчете коэффициентов α_{ij} (см. § 8.3) вторые производные от функций π , P , Q по этим составляющим имеют более простой вид, чем по U_i и δ_i .

Уравнение (7.19) в координатах U' и U'' принимает вид:

$$\begin{pmatrix} \left(\frac{\partial P}{\partial U'}\right) & \left(\frac{\partial Q}{\partial U'}\right) \\ \left(\frac{\partial P}{\partial U''}\right) & \left(\frac{\partial Q}{\partial U''}\right) \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \sigma_P \\ \sigma_Q \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \frac{\partial \pi}{\partial U'} \\ \frac{\partial \pi}{\partial U''} \end{pmatrix}, \quad (8.8)$$

где σ_P и σ_Q — векторы (столбцы) с составляющими $\sigma_{P_i} = \sigma_i = \frac{\partial \pi}{\partial P_i}$ и $\sigma_{Q_i} = \frac{\partial \pi}{\partial Q_i}$. Матрица в левой части (8.8)

представляет собой транспонированную матрицу $\mathbf{J}^T$ для матрицы Якоби, применяющейся при расчете установившегося режима электрической сети, если в качестве искомых параметров выбирать составляющие напряжения U' и U'' .

С учетом сказанного систему (8.8) можно записать в компактной форме:

$$\mathbf{J}^T \boldsymbol{\sigma} = \frac{\partial \pi}{\partial \mathbf{U}}, \quad (8.8a)$$

где $\boldsymbol{\sigma} = (\sigma_P, \sigma_Q)^T$.

В развернутой форме система линейных уравнений (8.8) имеет вид:

$$\sigma_{P_i} \frac{\partial P_i}{\partial U'_i} + \sigma_{Q_i} \frac{\partial Q_i}{\partial U'_i} + \sum_{\alpha (\alpha \neq 0)} \left(\sigma_{P_\alpha} \frac{\partial P_\alpha}{\partial U'_i} + \sigma_{Q_\alpha} \frac{\partial Q_\alpha}{\partial U'_i} \right) = \frac{\partial \pi}{\partial U'_i}; \quad (8.9)$$

$$\sigma_{P_i} \frac{\partial P_i}{\partial U''_i} + \sigma_{Q_i} \frac{\partial Q_i}{\partial U''_i} + \sum_{\alpha (\alpha \neq 0)} \left(\sigma_{P_\alpha} \frac{\partial P_\alpha}{\partial U''_i} + \sigma_{Q_\alpha} \frac{\partial Q_\alpha}{\partial U''_i} \right) = \frac{\partial \pi}{\partial U''_i}. \quad (8.9a)$$

Индексом α , как и в гл. 6 и 7, обозначены узлы электрической сети, непосредственно связанные с данным узлом i . Индекс 0 присваивается балансирующему узлу.

В уравнениях (8.8), (8.9) и (8.9a) неизвестными являются значения σ_P и σ_Q , а коэффициентами — $\frac{\partial \mathbf{P}}{\partial \mathbf{U}'}$, $\frac{\partial \mathbf{P}}{\partial \mathbf{U}''}$, $\frac{\partial \mathbf{Q}}{\partial \mathbf{U}'}$ и $\frac{\partial \mathbf{Q}}{\partial \mathbf{U}''}$. Значения коэффициентов вычисляются ана-

литически, как и при расчете элементов матрицы Якоби (гл. 6) и компонентов вектор-градиента (§ 7.5). Подробные формулы для расчета этих коэффициентов приведены в [20].

Для расчета частных производных $\frac{\partial \pi}{\partial U'_i}$ и $\frac{\partial \pi}{\partial U''_i}$ можно воспользоваться выражением $\pi = \sum_{i=0}^n P_i$, откуда

$$\frac{\partial \pi}{\partial U'_i} = \frac{\partial P_i}{\partial U'_i} + \sum_{\alpha (\alpha \neq 0)} \frac{\partial P_\alpha}{\partial U'_i} + \frac{\partial P_0}{\partial U'_i}. \quad (8.10)$$

Аналогичный вид имеет выражение для $\partial \pi / \partial U''_i$. В случае, если балансирующий узел не связан непосредственно с i -м узлом, последний член (8.10) обращается в нуль.

Пользуясь (8.10), нетрудно привести формулы (8.9), (8.9a) к виду:

$$\bar{\sigma}_{P_i} \frac{\partial P_i}{\partial U'_i} + \bar{\sigma}_{Q_i} \frac{\partial Q_i}{\partial U'_i} + \sum_{\alpha (\alpha \neq 0)} \left(\bar{\sigma}_{P_\alpha} \frac{\partial P_\alpha}{\partial U'_i} + \right. \\ \left. + \bar{\sigma}_{Q_\alpha} \frac{\partial Q_\alpha}{\partial U'_i} \right) = - \frac{\partial P_0}{\partial U'_i}; \quad (8.11)$$

$$\bar{\sigma}_{P_i} \frac{\partial P_i}{\partial U''_i} + \bar{\sigma}_{Q_i} \frac{\partial Q_i}{\partial U''_i} + \sum_{\alpha (\alpha \neq 0)} \left(\sigma_{P_\alpha} \frac{\partial P_\alpha}{\partial U''_i} + \right. \\ \left. + \sigma_{Q_\alpha} \frac{\partial Q_\alpha}{\partial U''_i} \right) = - \frac{\partial P_0}{\partial U''_i}, \quad (8.11a)$$

где $\bar{\sigma}_{P_j} = -(\sigma_{P_j} - 1)$; $\bar{\sigma}_{Q_j} = -\sigma_{Q_j}$, $j = i, \alpha$.

Система линейных алгебраических уравнений (8.11), (8.11a) записана для случая, когда все генерирующие узлы являются неопорными (с заданными P_i и Q_i). Если i -й узел является опорным (заданы P_i, U_i), то уравнения (8.11) и (8.11a) вырождаются в одно уравнение, поскольку в этом случае переменные U'_i и U''_i являются зависимыми и связаны соотношением

$$U''_i = \sqrt{U_i^2 - U'^2_i},$$

где U_i — заданный модуль напряжения в узле i . Если опорным является узел α , то для него второй член в скобках левой части (8.11), (8.11a) приравнивается нулю.

В матричной форме система уравнений (8.11), (8.11a) имеет вид:

$$\mathbf{J}^T \bar{\boldsymbol{\sigma}} = - \frac{\partial P_0}{\partial \mathbf{U}}. \quad (8.12)$$

Решение системы (8.12) производится методом Гаусса с упорядоченным исключением неизвестных аналогично описанному в гл. 7.

Расчет коэффициентов распределения K_{lj} сводится к решению системы $2n - m$ линейных алгебраических уравнений вида:

$$K_{li} \frac{\partial P_i}{\partial U'_i} + \sum_{\alpha} K_{l\alpha} \frac{\partial P_\alpha}{\partial U'_i} + K_{Ql, i} \frac{\partial Q_i}{\partial U'_i} +$$

$$+ \sum_{\alpha} K_{Ql, \alpha} \frac{\partial Q_{\alpha}}{\partial U'_{\iota}} = \frac{\partial P_{\iota}}{\partial U'_{\iota}}, \quad (8.13)$$

$$K_{l\iota} \frac{\partial P_{\iota}}{\partial U''_{\iota}} + \sum_{\alpha} K_{l\alpha} \frac{\partial P_{\alpha}}{\partial U''_{\iota}} + K_{Ql, \iota} \frac{\partial Q_{\iota}}{\partial U''_{\iota}} + \\ + \sum_{\alpha} K_{Ql, \alpha} \frac{\partial Q_{\alpha}}{\partial U''_{\iota}} = \frac{\partial P_{\iota}}{\partial U''_{\iota}}, \quad (8.13a)$$

где $K_{Ql, \iota} = \partial P_{\iota} / \partial Q_{\iota}$; $K_{Ql, \alpha} = \partial P_{\iota} / \partial Q_{\alpha}$.

Вывод систем (8.13), (8.13a) аналогичен выводу (7.17) и потому не приводится.

Так же, как и при вычислении $\sigma_{P_{\iota}}$, если в i -м узле задан модуль напряжения (узел опорный), частная производная $K_{l\iota}$ вычисляется с учетом вынужденного изменения реактивной мощности узла при изменении его активной мощности. Производная $K_{Ql, \iota}$ в этом случае выпадает, а число уравнений уменьшается на единицу.

8.3. МЕТОДИКА РАСЧЕТА КОЭФФИЦИЕНТОВ $\alpha_{\iota j}$

Развитие методов расчета. Первые работы, посвященные расчету эквивалентных характеристик электрической сети [8, 78], предусматривали расчет только коэффициентов $\alpha_{\iota j}$, необходимых для вычисления относительных приростов потерь σ_{ι} по формуле (8.1). Расчет коэффициентов распределения $K_{l\iota}$ вообще не предусматривался.

Методика расчета коэффициентов $\alpha_{\iota j}$ основывалась на предварительном приведении схемы сети к одной ступени напряжения и содержала ряд упрощающих допущений. В частности, напряжения во всех узлах сети принимались одинаковыми, фазовые углы между напряжениями в узлах приравнивались нулю и т. п. Кроме того, использовалась громоздкая матрица узловых сопротивлений, недостатки которой указаны в § 6.3.

В работе [20] на основе использования идей, изложенных в [40, 73], применен метод, лишенный указанных недостатков и приводящий при вычислении σ_{ι} и $K_{l\iota}$ к решению систем линейных уравнений, аналогичных рассмотренным в § 8.2. При этом сохранены положительные решения, содержащиеся в [8, 78]. В частности, пре-

дусматривалось объединение узлов в генераторные и нагрузочные группы, что позволило отказаться от применяемого рядом авторов обязательного эквивалентирования исходной схемы электрической сети к малому числу узлов, соответствующему числу объектов (электростанций и энергосистем, рассматриваемых при оптимизации режима энергосистемы по активной мощности), что приводит к существенным дополнительным погрешностям. Кроме того, удалось учесть зависимость реактивной мощности в узлах от активной, что в ряде случаев существенно влияет на значения σ_i . Вместе с тем в [20] был применен итеративный метод решения систем линейных алгебраических уравнений и численное дифференцирование значений σ_i при расчете коэффициентов α_{ij} , что требовало больших затрат машинного времени (до 3 ч на расчет матрицы на ЭВМ 2-го поколения). Эти недостатки устранены в методике, описанной в [70], которая и излагается в настоящей работе.

Расчетные формулы для вычисления коэффициентов $\alpha_{ij} = \frac{\partial^2 \pi}{\partial P_i \partial P_j} = \frac{\partial \sigma_i}{\partial P_j}$ получаем дифференцированием выражений (8.11), (8.11a) по P_j . Учитывая, что $\frac{\partial \bar{\sigma}}{\partial P_j} = -\frac{\partial \sigma}{\partial P_j}$, получаем:

$$\begin{aligned} & \frac{\partial^2 \pi}{\partial P_i \partial P_j} \frac{\partial P_i}{\partial U'_i} + \frac{\partial^2 \pi}{\partial Q_i \partial P_j} \frac{\partial Q_i}{\partial U'_i} + \\ & + \sum_{\alpha} \left(\frac{\partial^2 \pi}{\partial P_{\alpha} \partial P_j} \frac{\partial P_{\alpha}}{\partial U'_i} + \frac{\partial^2 \pi}{\partial Q_{\alpha} \partial P_j} \frac{\partial Q_{\alpha}}{\partial U'_i} \right) = \\ & = \frac{\partial^2 P_0}{\partial U'_i \partial P_j} + \frac{\partial^2 P_i}{\partial U'_i \partial P_j} \bar{\sigma}_{P_i} + \frac{\partial^2 Q_i}{\partial U'_i \partial P_j} \bar{\sigma}_{Q_i} + \\ & + \sum_{\alpha} \left(\frac{\partial^2 P_{\alpha}}{\partial U'_i \partial P_j} \bar{\sigma}_{P_{\alpha}} + \frac{\partial^2 Q_{\alpha}}{\partial U'_i \partial P_j} \bar{\sigma}_{Q_{\alpha}} \right); \quad (8.14) \\ & \frac{\partial^2 \pi}{\partial P_i \partial P_j} \frac{\partial P_i}{\partial U''_i} + \frac{\partial^2 \pi}{\partial Q_i \partial P_j} \frac{\partial Q_i}{\partial U''_i} + \\ & + \sum_{\alpha} \left(\frac{\partial^2 \pi}{\partial P_{\alpha} \partial P_j} \frac{\partial P_{\alpha}}{\partial U''_i} + \frac{\partial^2 \pi}{\partial Q_{\alpha} \partial P_j} \frac{\partial Q_{\alpha}}{\partial U''_i} \right) = \end{aligned}$$

$$= \frac{\partial^2 P_0}{\partial U''_i \partial P_j} + \frac{\partial^2 P_i}{\partial U''_i \partial P_j} \bar{\sigma}_{P_i} + \frac{\partial^2 Q_i}{\partial U''_i \partial P_j} \bar{\sigma}_{Q_i} + \\ + \sum_{\alpha} \left(\frac{\partial^2 P_{\alpha}}{\partial U''_i \partial P_j} \bar{\sigma}_{P_{\alpha}} + \frac{\partial^2 Q_{\alpha}}{\partial U''_i \partial P_j} \bar{\sigma}_{Q_{\alpha}} \right). \quad (8.14a)$$

В матричной форме уравнения (8.14), (8.14a) имеют вид

$$\mathbf{J}^T \frac{\partial \boldsymbol{\sigma}}{\partial \mathbf{P}_j} = \frac{\partial \mathbf{J}^T}{\partial \mathbf{P}_j} \bar{\boldsymbol{\sigma}} + \frac{\partial^2 \mathbf{P}_0}{\partial \mathbf{U} \partial \mathbf{P}_j}. \quad (8.15)$$

Значения $\partial \boldsymbol{\sigma} / \partial \mathbf{P}_j$ в левой части (8.15) представляют собой искомые вторые производные от π , т. е. коэффициенты α_{ij} . Коэффициенты при них такие же, как и в (8.11), (8.11a).

Для вычисления коэффициентов правых частей (8.14) можно написать:

$$\frac{\partial^2 P_0}{\partial U'_i \partial P_j} = \frac{\partial^2 P_0}{\partial U'^2_i} \frac{\partial U'_i}{\partial P_j}. \quad (8.16)$$

Частные производные $\partial^2 P_0 / \partial U'^2_i$ отличаются от нуля только для узлов, непосредственно связанных с балансирующим. Частные производные вида $\frac{\partial^2 P_i}{\partial U'_i \partial P_j}$ можно вычислить по формуле

$$\frac{\partial^2 P_i}{\partial U'_i \partial P_j} = \frac{\partial^2 P_i}{\partial U'^2_i} \frac{\partial U'_i}{\partial P_j} + \sum_{\alpha} \left(\frac{\partial^2 P_i}{\partial U'_i \partial U'_{\alpha}} \frac{\partial U'_{\alpha}}{\partial P_j} + \right. \\ \left. + \frac{\partial^2 P_i}{\partial U'_i \partial U''_{\alpha}} \frac{\partial U''_{\alpha}}{\partial P_j} \right). \quad (8.17)$$

Аналогичным образом можно записать выражения и для остальных частных производных вида $\frac{\partial^2 \mathbf{P}}{\partial \mathbf{U} \partial \mathbf{P}_j}$, входящих в правую часть (8.14), (8.14a). С учетом этой замены (8.15) принимает вид:

$$\mathbf{J}^T \frac{\partial \boldsymbol{\sigma}}{\partial \mathbf{P}_j} = \frac{\partial \mathbf{J}^T}{\partial \mathbf{U}} \frac{\partial \mathbf{U}}{\partial \mathbf{P}_j} \bar{\boldsymbol{\sigma}} + \frac{\partial^2 \mathbf{P}_0}{\partial \mathbf{U}^2} \frac{\partial \mathbf{U}}{\partial \mathbf{P}_j}. \quad (8.18)$$

Выясним смысл правых частей формул (8.15) и (8.18). Для этого заметим, что выражения (8.8) и (8.9) будут верны, если в них вместо потерь активной мощности π подставить любую другую функцию. Подставим вместо π значение $\sigma_j = \frac{\partial \pi}{\partial P_j}$, тогда $\boldsymbol{\sigma}_P = \partial \pi / \partial \mathbf{P}$ и $\boldsymbol{\sigma}_Q = \partial \pi / \partial \mathbf{Q}$ за-

меняется на $\partial\sigma_j/\partial P$ и $\partial\sigma_j/\partial Q$, а $\partial\pi/\partial U$ на $\partial\sigma_j/\partial U$. Формула (8.8а) примет вид:

$$J^T \frac{\partial\sigma_j}{\partial P} = \frac{\partial\sigma_j}{\partial U}$$

или с учетом симметрии матрицы коэффициентов α_{ij}

$$J^T \frac{\partial\sigma}{\partial P_j} = \frac{\partial\sigma_j}{\partial U}. \quad (8.19)$$

Правые части (8.15) и (8.18) представляют собой частные производные $\partial\sigma_j/\partial U$.

Входящие в (8.16) и (8.17) частные производные вида $\partial^2\pi/\partial U^2$, $\frac{\partial^2 P_i}{\partial U'_i \partial U'_\alpha}$ нетрудно вычислить аналитически, как

и при расчете значений σ_i (см. § 8.2), определении составляющих вектор-градиента (§ 7.5) и расчете элементов матриц Якоби (гл. 6). В [20] приведены подробные аналитические выражения для π , P_i , Q_i , дифференцированием которых можно определить эти частные производные.

Значения $\partial U'_i/\partial P_j$, $\partial U''_i/\partial P_j$ и другие частные производные от напряжений узлов по P_j определяются путем решения системы уравнений:

$$J \frac{\partial U}{\partial P_j} = \frac{\partial P_i}{\partial P_j} = \begin{cases} 1 & \text{при } i=j; \\ 0 & \text{при } i \neq j. \end{cases} \quad (8.20)$$

Выражение (8.20) приведено для случая, когда все мощности относятся к узлам эквивалентной схемы. В разработанной ВНИИЭ и ВЦ ГТУ на основании описанной методики программе Б-3/75 расчет значений α_{ij} ведется сразу для генераторных и нагрузочных групп, включающих несколько узлов. В этом случае частные производные в правой части (8.20) могут отличаться от нуля и единицы, т. е. $0 \leq \frac{\partial P_i}{\partial P_j} \leq 1$. Порядок перехода от коэффициентов, вычисленных для отдельных узлов, к коэффициентам для генераторных и нагрузочных групп приведен ниже.

Как следует из изложенного, для нахождения коэффициентов нужно для каждой генераторной группы дважды решить систему линейных уравнений — 1 раз с исходной матрицей Якоби (8.20) и 1 раз с транспонированной (8.18). При расчете на ЭВМ в обоих случаях пользуются подпрограммами, которые решают систему

линейных уравнений в первом случае по нормальной схеме (верхняя и нижняя треугольные матрицы включаются соответственно их названию), а во втором случае — по обратной схеме (верхняя треугольная матрица обрабатывается как нижняя, а нижняя — как верхняя). Специального транспонирования матриц при этом не требуется. Существенно, что левая часть системы уравнений остается одной и той же. Поэтому приведение матрицы Якоби к треугольному виду (см. § 7.6) производится для всей задачи 1 раз, а в дальнейшем используются упорядоченный прямой и обратный ходы Гаусса, что резко сокращает машинное время (по сравнению с методикой, описанной в [20], в среднем в 5 раз).

8.4. ВЫБОР РАСЧЕТНЫХ РЕЖИМОВ

Как видно из изложенного, в основу методики расчета коэффициентов α_{ij} и K_{ij} положены расчеты установившегося режима электрической сети, позволяющие определить значения σ_i относительных приростов потерь в сети и значения мощностей P_{ij} , передаваемых по ветвям эквивалентной схемы, и найти их частные производные. Необходимые для этих расчетов активные и реактивные нагрузки узлов определяются на основе эксплуатационных замеров потокораспределения в сети, производимых в энергосистемах периодически (обычно 3—4 раза в год).

Разработанная методика дает возможность найти все коэффициенты выражений (8.1) и (8.6) на основании всего одного замера, однако для уменьшения погрешностей расчета желательно использование нескольких замеров. Как минимум желательно производить расчеты на основании замеров двух режимов одних и тех же суток — режим I (**час максимума**) и режим II (**час минимума**). Поскольку разница между коэффициентами α_{ij} , рассчитанными для разных режимов, обычно невелика, а определение их занимает наибольшее машинное время, эти коэффициенты можно вычислить не по всем режимам, для которых имеются замеры, а только по части из них. Такие режимы в дальнейшем будут называться **расчетными**. В частности, при наличии замеров в двух режимах расчетным может быть один из них. В этом случае в таком качестве целесообразно выбирать режим максимума нагрузок, так как это обеспечивает наименьшие погрешности расчета значений σ_i в часы макси-

мальных нагрузок системы, когда может возникнуть и наибольший перерасход топлива.

Для нерасчетных режимов определяются только значения σ_i и P_i , которые используются при вычислении свободных членов α_{i0} , α_{r0} и K_{i0} в формулах (8.1) и (8.6). При нескольких расчетных режимах полученные значения коэффициентов усредняются.

Использование большого числа расчетных режимов позволило бы вычислять коэффициенты выражений (8.6) с привлечением статистических методов и регрессионного анализа. Однако ввиду ограниченных возможностей проведения в настоящее время большого числа замеров и обработки их результатов эта возможность при разработке методики не учтена. Полученные на основании замера (расчетных и нерасчетных режимов) значения коэффициентов пригодны для оптимизации режимов только в день того типа (рабочий, суббота, воскресенье, понедельник), к которому относится замер. Для каждого из таких дней эквивалентные характеристики электрической сети необходимо вычислять отдельно.

8.5. РАСЧЕТ КОЭФФИЦИЕНТОВ ЛИНЕАРИЗОВАННЫХ ВЫРАЖЕНИЙ ДЛЯ ГЕНЕРАТОРНЫХ И НАГРУЗОЧНЫХ ГРУПП

Расчет значений σ_r^r для генераторных групп. Расчет начинается с вычисления значений σ_i для отдельных электростанций по методике, описанной в § 8.3.

Относительный прирост σ_r^r для генераторной группы можно определить, зная σ_i , по следующей формуле:

$$\sigma_r^r = \frac{\partial \pi}{\partial P_r^r} = \sum_{i \in r} \frac{\partial \pi}{\partial P_i^r} \frac{\partial P_i^r}{\partial P_r^r} = \sum_{i \in r} \sigma_i \frac{dP_i^r}{dP_r^r}. \quad (8.21)$$

Производная dP_i^r/dP_r^r не постоянна, а зависит от нагрузки генераторной группы (может изменяться от нуля, если нагрузка i -й электростанции при изменении P_r^r не меняется, до единицы, если все изменение нагрузки группы покрывает i -я электростанция). Поэтому наиболее точно было бы вычислять зависимости $P_i^r = f(P_r^r)$ и $dP_i^r/dP_r^r = f'(P_r^r)$. Определение этих зависимостей при расчете эквивалентных характеристик для генераторных групп по программе В-1 ВНИИЭ и ВЦ ГТУ не представляет существенных затруднений, однако ввод их в про-

граммы расчета оптимального режима энергосистем потребовал бы дополнительного места в памяти ЭВМ, что нежелательно.

Поэтому в настоящей работе используется одно среднее значение производной $dP_{i,l}^r/dP_r^r$ для каждой электростанции, вычисляемое по следующей формуле:

$$\frac{dP_{i,l}^r}{dP_r^r} \approx \frac{P_{i,l,max}^r - P_{i,l,min}^r}{\sum_{l \in r} (P_{l,max}^r - P_{l,min}^r)}, \quad (8.22)$$

где индексом *max* и *min* обозначены соответственно максимально и минимально допустимые нагрузки *i*-й электростанции и *r*-й группы.

Заметим, что $\sum_{l \in r} \frac{dP_{i,l}^r}{dP_r^r} = 1$ (это равенство точное и

соблюдается при пользовании как точными, так и усредненными значениями производных). В связи с этим погрешность от пользования усредненными по формуле (8.22) значениями $dP_{i,l}^r/dP_r^r$ тем меньше, чем меньше отличаются друг от друга σ_i . В частном случае, если все σ_i равны, выражение (8.22) дает $\sigma_r^r = \sigma_i$. Поэтому для уменьшения погрешности в одну группу рекомендуется объединять электростанции, сравнительно близко расположенные друг к другу по схеме сети.

Расчеты значений σ_i и σ_r^r производятся как для расчетных, так и для нерасчетных режимов.

Необходимо обратить внимание на то, что в числе генераторных групп есть «балансирующая» генераторная группа, содержащая балансирующий узел.

В отличие от отдельной электростанции в балансирующем узле, для которой величины σ_0 , α_{i0} , K_{i0} равны нулю, для балансирующей генераторной группы соответствующие величины, как правило, не равны нулю, так как в балансирующую генераторную группу могут входить электростанции, находящиеся не в балансирующем узле.

Расчет коэффициентов $K_{i,l,d}^r$, $K_{i,l,q}^r$, $K_{i,l,f}^r$. Коэффициенты $K_{i,l,d}^r$ рассчитываются по коэффициентам $K_{i,l}^r$, полученным на основании решения уравнений (8.13) и (8.13а) для расчетного режима, по следующей формуле:

$$K_{i,l,d}^r = \sum_{l \in d} K_{i,l}^r \frac{dP_{i,l}^r}{dP_d^r}, \quad (8.23)$$

где производная $dP_{\Gamma_j}/dP_{\Gamma_d}$ вычисляется по формуле, аналогичной (8.22):

$$\frac{dP_{\Gamma_j}}{dP_{\Gamma_d}} = \frac{P_{\Gamma_j, \max} - P_{\Gamma_j, \min}}{\sum_{j \in d} (P_{\Gamma_j, \max} - P_{\Gamma_j, \min})}. \quad (8.24)$$

Коэффициент K_{lq} рассчитывается так же, как и для генераторной группы, состоящей из одной электростанции.

При расчете коэффициентов K_{lf}^H дополнительно учитывается изменение реактивной мощности потребителей в соответствии с формулой (8.7а), что дает:

$$K_{lf}^H = \sum_{j \in f} (K_{lj}^H + K_{qlj}^H \operatorname{tg} \varphi_{lj}^H) \frac{dP_{\Gamma_j}^H}{dP_{\Gamma_f}^H}, \quad (8.25)$$

где производная $dP_{\Gamma_j}^H/dP_{\Gamma_f}^H$ вычисляется по данным замеров I в часы максимума и II в часы минимума по следующей формуле:

$$\frac{dP_{\Gamma_j}^H}{dP_{\Gamma_f}^H} = \frac{P_j^{HI} - P_j^{HII}}{\sum_{i \in f} (P_i^{HI} - P_i^{HII})}. \quad (8.26)$$

Расчет коэффициентов α_{rd}^{Γ} , α_{rq} и α_{rf}^H . Эти коэффициенты могут быть вычислены на основе величин α_{ij}^{Γ} и α_{ij}^H аналогично тому, как вычисляются коэффициенты K_{ld}^{Γ} , K_{lq} и K_{lf}^H . Например, выражение для расчета коэффициента α_{rd}^{Γ} имеет вид, аналогичный (8.23):

$$\alpha_{rd}^{\Gamma} = \sum_{j \in d} \alpha_{ij}^{\Gamma} \frac{dP_{\Gamma_j}}{dP_{\Gamma_d}} = \frac{\partial^2 \pi}{\partial P_{\Gamma_r} \partial P_{\Gamma_d}}. \quad (8.27)$$

По аналогичной формуле можно определить и коэффициенты α_{rq} .

Чтобы вычислить коэффициенты α_{rf}^H , не прибегая к решению дополнительной системы линейных уравнений, а используя ранее вычисленные значения σ , в настоящей работе использовано следующее равенство:

$$\alpha_{rf}^H = \frac{\partial^2 \pi}{\partial P_{\Gamma_r} \partial P_{\Gamma_f}^H} = \frac{\partial^2 \pi}{\partial P_{\Gamma_f}^H \partial P_{\Gamma_r}} = \frac{\partial \sigma_{\Gamma_f}^H}{\partial P_{\Gamma_r}}. \quad (8.28)$$

Величину $\frac{\partial \sigma_{\Gamma_f}^H}{\partial P_{\Gamma_r}}$ можно вычислить по формуле, аналогичной (8.25):

$$\frac{\partial \sigma_f^H}{\partial P_r^r} = \alpha_{fr}^H = \sum_{l \in f} (\alpha_{a,l}^H + \alpha_{p,l}^H \operatorname{tg} \varphi_l^H) \frac{\partial P_l^H}{dP_f^H}, \quad (8.29)$$

где

$$\alpha_{a,l}^H = \frac{\partial^2 \pi}{\partial P_l^H \partial P_r^r}; \quad \alpha_{p,l}^H = \frac{\partial^2 \pi}{\partial Q_l^H \partial P_r^r}, \quad \text{а } dP_l^H/dP_f^H$$

вычисляется по формуле (8.26).

Вместе с тем в разработанной программе (Б-3/75) предусмотрена возможность производить расчет коэффициентов сразу для укрупненных объектов (генераторных и нагрузочных групп), не прибегая к предварительному расчету этих коэффициентов для отдельных узлов.

Расчет свободных членов α_{r0} и K_{l0} . Свободные члены α_{r0} и K_{l0} вычисляются на основе коэффициентов α_{rd}^r , α_{rf}^H , α_{rq} , K_{ld}^r , K_{lf}^H , K_{lq} по данным расчетов установившегося режима для нескольких замеров.

Для замера I в соответствии с формулами (8.6) можно написать:

$$\alpha_{r0}^I = \sigma_r^I - \left(\sum_d \alpha_{rd}^r P_d^{rI} - \sum_f \alpha_{rf}^H P_f^{Hl} + \sum_q \alpha_{rq} P_q^I \right); \quad (8.30)$$

$$K_{l0}^I = P_l^I - \left(\sum_d K_{ld}^r P_d^{rI} - \sum_f K_{lf}^H P_f^{Hl} + \sum_q K_{lq} P_q^I \right), \quad (8.30a)$$

где σ_r^I — относительный прирост потерь, полученный расчетом по формуле (8.21) по данным замера I; P_l^I — нагрузка l-й линии электропередачи по замеру I режима или из расчета установившегося режима электрической сети, произведенного по нагрузкам замера I (соображения, позволяющие решить, какую из этих величин P_l^I выбирать, приводятся ниже).

Остальные величины в правой части, отмеченные индексом I, выбираются по данным замера I. В частности, величины P_d^{rI} и P_q^I берутся по данным диспетчерской отчетности за часы замера I, т. е. определяются как сумма нагрузок электростанций, работающих в данной энергосистеме (подсистеме), и линий электропередачи, соединяющих ее с остальным объединением. Поэтому значения P_f^{Hl} соответствуют формуле (8.3).

Аналогичным образом, подставляя в (8.30) данные любого N-го замера, нетрудно рассчитать α_{r0}^N и K_{l0}^N .

Далее вычисляются величины α_{r0} и K_{l0} как среднеарифметические значения соответствующих величин для всех режимов:

$$\alpha_{r0} = \frac{\sum \alpha_{r0}^N}{\bar{n}}, \quad (8.31)$$

$$K_{l0} = \frac{\sum K_{l0}^N}{\bar{n}}, \quad (8.31a)$$

где $\bar{n}$ — число используемых режимов (замеров).

Значения α_{r0} и K_{l0} и принимаются как окончательные.

При решении вопроса о том, принимать ли при расчете значений K_{l0}^N нагрузки линий электропередачи P_{l0}^N по данным расчета установившегося режима электрической сети или по данным замера, необходимо иметь в виду, что при принятом порядке вычисления K_{l0}^N в эти величины входят все погрешности, допускаемые при определении P_l . Использование значений $P_l^{\text{зам}}$ дает возмож-

ность в величинах K_{l0}^I и K_{l0}^{II} исключить расхождение между результатами расчетов и измерений вследствие погрешностей тех и других. Поэтому использование в формулах (8.30) значений P_{l0}^N , взятых из замеров, предпочтительнее, так как обеспечивает наименьшее расхождение между результатами расчетов по приближенным формулам (8.6) и измерениями, на которые ориентируется эксплуатационный персонал. Однако это можно делать в случаях, когда расчет коэффициентов производится для той же схемы сети, которая имела место при замере. В противном случае следует брать значения P_{l0}^N , полученные при расчете установившегося режима электрической сети по нагрузкам, имевшим место при замере по схеме сети, для которой рассчитываются коэффициенты.

Сжатие информации путем усреднения мало изменяющихся членов. В числе коэффициентов формул (8.6) обычно имеются весьма малые величины, и нагрузки, на которые они умножаются, во многих случаях также изменяются в довольно узком диапазоне. Поэтому в разработанной методике предусматривается замена мало изменяющихся членов формул (8.6) их средними значениями и прибавление этих средних значений к свобод-

ным членам. Это позволяет получить заметную экономию памяти ЭВМ и затрат машинного времени при оптимизации режимов энергосистем (энергообъединений) по активной мощности.

8.6. ОБЕСПЕЧЕНИЕ ЛИНЕЙНОЙ ЗАВИСИМОСТИ σ ОТ P И ВВОД «НЕЛИНЕЙНЫХ ПОПРАВOK» К ЗНАЧЕНИЯМ σ

Характер зависимости $\sigma(P)$. Линеаризованные выражения (8.6) являются приближенными, так как действительная зависимость $\sigma(P)$ несколько (особенно при больших нагрузках сети и фазовых углах $\delta_i > 30\div 40^\circ$) отличается от линейной. При желании (для практических расчетов это не требуется) характер этой зависимости можно установить путем расчета значений σ_i по методике, изложенной в § 8.2 или в § 8.5, при различных значениях мощностей какой-либо электростанции P_i или

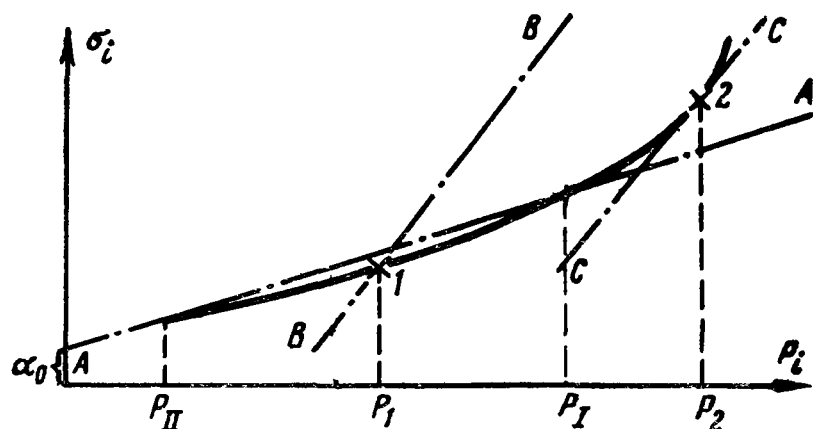


Рис. 8.1. Линеаризация зависимости σ_i от P_i .

— действительная зависимость; $\times$ — точки 1 и 2, для которых вычислены α_{ii} ; A—A — аппроксимирующая прямая; B—B и C—C — то же при неправильном выборе расчетного режима; P_I и P_{II} — мощности, при которых определено α_0 .

генераторной группы P_r (мощности и нагрузки остальных узлов остаются неизменными). Полученная таким путем зависимость $\sigma_i(P_i)$ имеет вид, представленный схематически на рис. 8.1.

Аппроксимирующая прямая, определяемая формулой (8.1) или (8.6), очевидно, параллельна касательной к кривой $\sigma_i(P_i)$ в точке, соответствующей расчетному режиму, для которого вычислен коэффициент $\alpha_{ii} = \partial\sigma_i/\partial P_i$. Из рис. 8.1 видно, что при выборе расчетного режима в линейной области (точка 1) аппроксимирующая прямая A—A обеспечивает хорошее приближение к исходной зависимости и лишь при очень больших мощностях (значительно бóльших, чем мощность P_I) дает значительные погрешности. Однако, если выбрать расчетный режим в нелинейной области (точка 2), аппроксимирующая прямая B—B, параллельная касательной CC в точке 2, вообще не пригодна. Из этого следует, что расчетный режим (или расчетные режимы, если их не-

сколько) должен соответствовать области, в которой зависимость σ от вектора $\mathbf{P}$ практически линейна. Какую именно точку в этой области принять за расчетную, безразлично, так как во всех точках этой области частные производные от σ , определяющие коэффициенты формул (8.1) и (8.6), примерно одинаковы.

Указанное требование осложняет задачу. В числе режимов, которые имели место при замерах, могут быть и выходящие за пределы линейной области. Исследования, необходимые для определения линейности $\sigma(\mathbf{P})$, являются весьма трудоемкими. Кроме того, отбраковка режимов, оказавшихся нелинейными, потребовала бы еще более трудоемкой работы по производству новых замеров в режимах, заменяющих отбракованные.

В связи с этим разработанная методика предусматривает **ввод режима в линейную область**, заключающийся в умножении активных и реактивных мощностей всех узлов электрической сети, полученных из замеров, на общий **коэффициент ослабления**.

Этот коэффициент должен быть таким, чтобы полученный после ее ввода ослабленный режим заведомо принадлежал линейной области изменения $\sigma(\mathbf{P})$. Это обеспечивается, если фазовые углы δ_i между напряжением любого узла и балансирующего не превышают 30° . Необходимый результат обычно достигается при $K_{осл}$ порядка 0,6—0,8. Для надежности рекомендуется принимать $K_{осл}=0,2\div 0,5$.

Расчет коэффициентов α_{ij} и K_{lj} по описанной выше методике следует всегда производить для ослабленных режимов. Что касается свободных членов α_0 и α_{r0} , то их следует определять по ослабленным режимам в случаях, когда вводятся нелинейные поправки $\Delta\sigma$ (см. ниже). При вычислении свободных членов K_{l0} , а также α_0 и α_{r0} , если поправки не вводятся, необходимо пользоваться неослабленными режимами, так как при этом уменьшаются погрешности, вызванные нелинейностью исходных зависимостей.

Значения σ_i и P_i , рассчитанные с помощью формул (8.1) и (8.6), коэффициенты которых определены на основе «ослабленных» режимов, дают хорошее совпадение с действительными значениями этих величин лишь для режимов, принадлежащих линейной области. Однако для напряженных режимов, в которых σ_i выходят за пределы линейной области, как видно из рис. 8.1, воз-

можны значительные погрешности, т. е. расхождения между значениями σ_i , рассчитанными по линеаризованным выражениям, и их действительными величинами велики. Погрешности возникают также и при расчете P_l , но они значительно меньше.

Для уменьшения этих погрешностей в некоторых вариантах разработанных программ для ЭВМ предусмотрено введение **нелинейных поправок** $\Delta\sigma_i$ к значениям σ_i , рассчитанным по формуле (8.1) или (8.6).

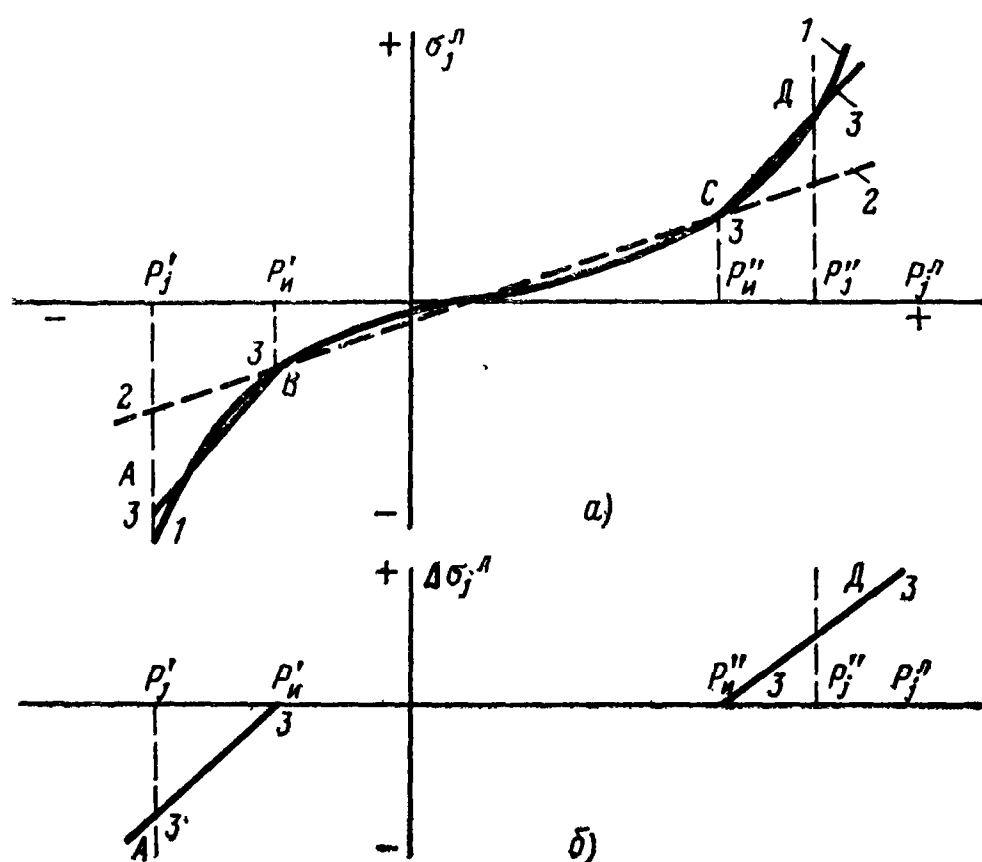


Рис. 8.2. Нелинейная характеристика относительного прироста потерь в линии электропередачи.

α — характеристика потерь; 1—1 — нелинейная характеристика; 2—2 — линейная аппроксимация; 3—3 — нелинейная поправка; P'_j и P''_j — мощности, при которых имеет место излом; P'_j и P''_j — предел допустимых изменений мощности; б — нелинейная поправка $\Delta\sigma_j^{\text{нл}}$ к относительному приросту потерь.

Экспериментальные исследования на ЭВМ показали, что заметные отклонения от линейного закона зависимости $\sigma(P)$ возникают при приближении нагрузки отдельных ВЛ к пределу по статической устойчивости. Поэтому признаком выхода режима за пределы линейной области является приближение нагрузки протяженных ВЛ к пределу. В связи с этим основой для внесения нелинейных поправок является зависимость относительного прироста потерь σ_i для узла, путь от которого по «дереву» схемы сети к балансирующему узлу лежит через протяженную, могущую перегружаться ВЛ, от ее мощности P_l . Эта зависимость, рассчитанная так же, как и кривая рис. 8.1, имеет вид, представленный на рис. 8.2. Поправки $\Delta\sigma_i$ определяются, как показано на рис. 8.2, в виде добавок к основной линеаризованной функции, соответствующей формуле (8.1) или (8.6) — (прямая 2—2) при мощностях ВЛ, выходящих за пределы P'_j и P''_j , при которых функция $\sigma_i(P_l)$ становится существен-

но нелинейной. При оптимизации режима по активной мощности, в случае выхода P_l за указанные пределы ($P_l < P'_n$ или $P_l > P''_n$) к величинам σ_i , вычисляемым по формуле (8.1) или (8.6), прибавляется поправка

$$\Delta\sigma_i = \Delta\sigma_l K_{li}. \quad (8.32)$$

Не представляет трудностей ввод подобных поправок и для мощностей P_l . Однако опыт показал, что расчет по формулам (8.1а) и (8.6а) обеспечивает удовлетворительную точность и без этих поправок.

8.7. РЕАЛИЗАЦИЯ МЕТОДИКИ

На основании описанной методики во ВНИИЭ и ВЦ ГТУ разработано несколько вариантов программ серии Б-3 для ЭВМ 2-го и 3-го поколений, предусматривающих возможность расчета коэффициентов формул (8.1) и (8.6) для сети объемом до 300 узлов. В программах для ЭВМ 2-го поколения решение систем линейных уравнений для определения значений σ_i и K_l производилось итерационным методом Гаусса—Зейделя, а расчет вторых производных α_i методом численного дифференцирования значений σ_i . При этом расчет для сети предельного объема требовал очень больших (до 3 ч) затрат машинного времени. В программах для ЭВМ 3-го поколения полностью реализована методика, описанная в настоящей главе, что сократило время счета до 15—20 мин и сделало программы пригодными для применения при оперативных расчетах.

Многочисленные расчеты как экспериментальные, так и практические показали удовлетворительную точность методики. Погрешности расчета значений σ_i не превышали для отдельных узлов 0,04, а для большинства узлов находились в пределах $\pm 0,02$, что обуславливает погрешности определения относительных приростов при оптимизации режима по активной мощности в пределах $\pm 2 \div 4 \%$.

Опыт расчетов показал, что использование результатов расчетов, произведенных по данным одного и того же замера, дает удовлетворительную точность при расчетах для неизменной схемы сети (погрешности не выше указанных) в течение длительного времени. Новые замеры необходимы, как правило, при переходе к новому сезону (зима, весна, осень). Разумеется, замеры пригодны для расчетов только для того типа дней (рабочий,

суббота, воскресенье, понедельник), для которого они производились. В противном случае погрешности увеличиваются.

При изменении схемы сети матрицы коэффициентов выражений (8.1) и (8.6) необходимо пересчитывать заново (по данным тех же замеров).

Разработан вариант программы Б-3 для ЭВМ 3-го поколения, предусматривающий расчет коэффициентов α_i , не только для генераторных, но и для нагрузочных групп, что позволяет применять его для прогнозирования потерь мощности и электроэнергии в сети (см. гл. 10). При этом предусмотрена возможность разделения потерь между районами сети и ступенями напряжения.

Программы Б-3 для ЭВМ 3-го поколения составляют общий комплекс с программами, описанными выше в гл. 6 и 7, и используют общую информационную базу и общие модули расчета.

Глава девятая

МЕТОДИКА ОПТИМИЗАЦИИ КРАТКОСРОЧНЫХ РЕЖИМОВ ЭНЕРГОСИСТЕМ И ЭНЕРГООБЪЕДИНЕНИЙ ПО АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

9.1. ОПТИМИЗАЦИЯ РЕЖИМА НА ОДНОМ ТЕРРИТОРИАЛЬНОМ УРОВНЕ ДЛЯ ОДНОЙ ЧАСОВОЙ ТОЧКИ СУТОЧНОГО ГРАФИКА НАГРУЗКИ

Расчеты краткосрочных (от суток до недели) режимов работы энергетических систем и их объединений производятся на всех ступенях диспетчерского управления ежедневно, а часто и несколько раз в сутки. Результаты этих расчетов в виде диспетчерских графиков активной нагрузки с распределением ее между электростанциями (а на верхних ступенях управления — также между эквивалентными объектами) являются основным документом, на основании которого дежурные диспетчеры ведут режим энергосистемы (объединения) и обеспечивают его надежность и экономичность. Эти же методы применяются при оперативной внутрисуточной коррекции запланированного накануне режима, при долгосрочном (месяц, квартал, год) планировании режимов, анализе выполнения планов и др.

Ввиду отмеченной в гл. 1 большой размерности задачи и невозможности ее решения в один прием для всей ЕЭС СССР в целом на практике применяется описываемая ниже методика, основанная на временной и территориальной декомпозиции задачи (см. гл. 1) и приспособленная к существующей иерархической системе диспетчерского управления ЕЭС СССР.

Задача заключается в нахождении активных мощностей P_i ($i=0, 1, \dots, n$) электростанций, или эквивалентных объектов (подсистем или генераторных групп), при которых достигается минимум суммарных издержек на топливо:

$$I = \sum_i \zeta_i B_i(P_i), \quad (9.1)$$

где B_i — мгновенный (часовой) расход условного топлива i -го объекта; ζ_i — цена тонны условного топлива (при оптимизации по критерию минимума расхода условного топлива все ζ_i приравниваются единице).

Оптимальный режим должен выбираться из числа допустимых, удовлетворяющих условию баланса активной мощности:

$$\varphi = \sum_i P_i - \sum_m P_{m,c} - \pi = 0, \quad (9.2)$$

где $P_{m,c}$ — заданные (прогнозируемые на данный час) суммарные активные нагрузки подсистем (нагрузочных групп),

и ограничениям в форме неравенств:

$$P_i^{min} \leq P_i \leq P_i^{max}; \quad (9.3)$$

$$P_l^{min} \leq P_l \leq P_l^{max}, \quad (9.3a)$$

где P_l — мощности, передаваемые по ветвям эквивалентной схемы сети (линии электропередачи, трансформаторы).

Для решения поставленной задачи авторами разработаны два варианта методики, отличающиеся главным образом способом учета условия (9.2).

Первый вариант — выделение балансирующей электростанции (эквивалентного объекта) положен в основу большинства применяемых в настоящее время методов решения задачи, как вручную, так и с помощью ЭВМ [8, 17, 21, 24, 78]. Согласно этому варианту один из объектов, желательный имеющий

наибольший допустимый диапазон регулирования $P_i^{max} - P_i^{min}$ назначается балансирующим ($i=0$). Его мощность определяется из (9.2) как функция всех остальных P_i ($i=1, \dots, n$)

$$P_0 = \sum_m P_{m,c} + \pi - \sum_{i \neq 0} P_i. \quad (9.4)$$

Таким образом, P_0 является зависимой переменной. Мощности остальных объектов P_i ($i=1, \dots, n$) являются независимыми переменными. Нетрудно видеть, что функции балансирующего объекта аналогичны функциям электростанции, регулирующей частоту или перетоки мощности с соседними энергосистемами, — он воспринимает весь небаланс между заданной нагрузкой энергосистемы $P_c = \sum_m P_{m,c} + \pi$ и суммарной нагрузкой остальных электростанций (эквивалентных объектов).

Как указано в § 2.5, ограничения вида (9.3), наложенные на зависимые переменные, т. е. в данном случае на P_0 и все P_i , учитываются введением штрафных функций. С учетом этого целевая функция, подлежащая минимизации, принимает вид:

$$\min F = \sum_i u_i B_i + \Pi_0 + \sum_l \Pi_l, \quad (9.5)$$

где Π_0 и Π_l — штрафные функции, вводимые в случае нарушения ограничений (9.3), наложенных на мощности соответственно балансирующего объекта и ВЛ.

Дифференцируя (9.5) по всем P_i ($i=1, \dots, n$), получаем следующее выражение для i -й составляющей вектор-градиента:

$$\frac{\partial F}{\partial P_i} = a_i = u_i b_i + (u_0 b_0 + w_0) \frac{\partial P_0}{\partial P_i} + \sum_l w_l \frac{\partial P_l}{\partial P_i},$$

где $b_i = \partial B_i / \partial P_i$ — относительный прирост расхода условного топлива i -го объекта; $w_0 = \frac{d\Pi_0}{dP_0}$; $w_l = \frac{d\Pi_l}{dP_l}$.

Частную производную $\partial P_0 / \partial P_i$ нетрудно определить дифференцированием:

$$\frac{\partial P_0}{\partial P_i} = \sigma_i - 1.$$

Кроме того, обозначим $\partial P_l / \partial P_i = K_{li}$ — коэффициент распределения мощности i -го объекта на l -ю ВЛ. С учетом этого выражение для a_i принимает вид:

$$a_i = \left(u_i b_i + \sum_l w_l K_{li} \right) (1 - \sigma_0) - (u_0 b_0 + w_0) (1 - \sigma_i), \quad (9.6)$$

где $\sigma_i = \partial \pi / \partial P_i$ ($i=0, \dots, n$).

В случаях, когда балансирующим объектом является одна электростанция, $\sigma_0 = 0$.

Как показано в гл. 1, для объектов с заданным на некоторый период T расходом энергоресурсов, вместо цены топлива в (9.6) должен подставляться множитель Лагранжа λ , который определяется в ходе расчета для более длительного режима (см. § 9.2). Если объектом является ГЭС, вместо расхода топлива в (9.5) подставляется расход воды Q_i .

Порядок расчета режима. Перед началом расчета должны быть заданы нагрузки энергосистемы в целом, а для протяженных и объединенных энергосистем — нагрузки отдельных подсистем (нагрузочных групп) $P_{m,c}$. Эти данные готовятся (прогнозируются) диспетчерскими службами вручную или по программам прогноза на ЭВМ. Необходимо заметить, что в энергосистемах измеряются и прогнозируются нагрузки, включающие потери активной мощности в сети. Поэтому при расчетах по формуле (9.2) или (9.4) потери и нагрузки учитываются одним слагаемым.

Должны быть заданы также характеристики относительных приростов (ХОП) электростанций $b_i(P_i)$, соответствующие реальному составу и состоянию работающего оборудования, а также данные, позволяющие определить суммарный расход топлива B_i путем интегрирования ХОП (значения B_i при максимальной или минимальной мощности), или расходные характеристики $B_i(P_i)$. Эти данные рассчитываются по методике, изложенной в гл. 5. Для эквивалентных объектов (генераторных групп) необходимо подготовить эквивалентные характеристики относительных приростов (ЭХОП), методика расчета которых изложена в § 9.4. Необходимо заметить, что изложенная в § 5.4 методика построения ХОП (а следовательно, и ЭХОП) с учетом поправок на собственные нужды обеспечивает при оптимизации режима энергосистемы правильный учет расхода энергии на собственные нужды и дает результаты, совпадающие

с теми, которые были бы получены при использовании характеристик нетто, несмотря на то что расчет ведется для мощностей P_i брутто. Вместе с тем такой порядок расчета значительно удобнее, так как в условиях эксплуатации на электростанциях измеряются или задаются только мощности брутто.

Предварительно рассчитываются для расчетной схемы сети по методике, изложенной в гл. 8, матрицы коэффициентов α_{ij} и K_{li} , необходимые для расчета относительных приростов потерь σ_i и мощностей, контролируемых с точки зрения перегрузки ВЛ.

Расчет начинается с задания начального приближения, т. е. значений независимых переменных $P_i = P^0_i$ ($i=1, \dots, n$). Эти значения могут быть выбраны произвольно, но обычно они принимаются из расчета предыдущего часа или аналогичного часа предыдущих суток (чем ближе начальное приближение к оптимуму, тем меньше времени потребует расчет оптимального режима).

Значения P_i позволяют по формуле (9.4) найти начальную мощность балансирующего объекта P^0_0 , а также рассчитать по заданным ХОП (ЭХОП) объектов их b_i ($i=0, \dots, n$). С помощью матриц коэффициентов α_{ij} и K_{li} рассчитываются σ_i и P_l . Значения P_0 и P_l сравниваются с допустимыми и при нарушении ограничений (9.3) рассчитываются значения w_0 и w_l . Таким образом, определяются величины, входящие в (9.6), и рассчитываются значения a_i . Это позволяет сделать начальный шаг градиентным методом (гл. 2).

Описанные расчеты повторяются на каждой итерации оптимизации до обеспечения сходимости. После этого рассчитываются значения полного расхода условного топлива B_i (или воды Q_i для ГЭС), а также мощности P_i тех ВЛ, которые нет смысла контролировать в ходе оптимизации, так как по характеру режима перегрузка их не ожидается, но которые должны быть заданы в числе параметров режима (перетоки мощности между отдельными энергосистемами, входящими в объединение).

Второй вариант — введение множителя Лагранжа γ . Многолетний опыт практических расчетов на ЭВМ 2-го и 3-го поколений по программам, разработанным на основании описанной методики, показал, что необходимость выделения балансирующего объекта вызывает неудобства. В случаях, когда из практических

соображений в качестве балансирующего приходится выбирать объект с малым регулировочным диапазоном или с круто возрастающим по мере увеличения мощности относительным приростом, резко ухудшается сходимость итерационного процесса. Описанный в § 2.4 прием варьирования производных не полностью устраняет эти недостатки.

Ввиду этого авторами разработан [48] второй вариант методики, который отличается от первого варианта тем, что для учета условия баланса активной мощности (9.2) в целевую функцию (9.5) вводится дополнительный член $\gamma\varphi$, где γ — множитель Лагранжа. При этом все P_i становятся равноправными независимыми переменными. Поскольку балансирующий объект не выделяется и его мощность P_0 является независимой переменной, штрафная функция Π_0 не вводится и целевая функция принимает вид:

$$\min F = \sum_i c_i B_i + \gamma\varphi + \sum_l \Pi_l. \quad (9.7)$$

Выражения для составляющих вектор-градиента принимают вид:

$$a_i = c_i b_i + \sum_l w_l + \gamma(1 - \sigma_i).$$

Обозначая для краткости $\bar{b}_i = b_i + \frac{1}{c_i} \sum_l w_l$, получим:

$$a_i = c_i \bar{b}_i + \gamma(1 - \sigma_i). \quad (9.8)$$

Методика вычисления множителя γ основана на проективном градиентном методе [27, 67] и является развитием способа выравнивания производных, описанного в § 2.4. Как показано в гл. 2, шаг изменения переменной P_i градиентным методом вычисляется по формуле

$$\Delta P_i = -h\mu_i a_i, \quad (9.9)$$

где h — множитель, общий для всех переменных, но меняющийся на каждой итерации по правилам, изложенным в § 2.4; μ_i — масштабный множитель.

В силу условия (9.2) на каждом шаге должно выполняться требование $\sum_i \Delta P_i = 0$, что с учетом (9.8) и (9.9)

дает:

$$\gamma = \frac{\sum_i \mu_i \zeta_i \bar{b}_i}{\sum_i \mu_i (1 - \sigma_i)}. \quad (9.10)$$

Множитель γ необходимо вычислять на каждом шаге (итерации) оптимизации. При этом в (9.10) должны включаться значения μ_i , ζ_i , $\bar{b}_i$ и σ_i , относящиеся только к тем переменным P_i , по которым шаг ΔP_i можно выполнить без нарушения ограничений (9.3). Ими являются все P_i , значения которых находятся внутри диапазона допустимых изменений (свободные переменные), а также те из переменных, закрепленных на предельных значениях, шаг по которым направлен внутрь этого диапазона (переменные, подлежащие откреплению). Для определения таких переменных необходимо знать a_i , а следовательно, и γ . Вместе с тем открепление любой переменной изменяет γ (открепление переменной, имеющей значение P_i^{max} , увеличивает, а значение P_i^{min} уменьшает γ). В связи с этим для выявления переменных, подлежащих откреплению (кандидатов на открепление), организуется внутри каждого цикла оптимизации дополнительный цикл итераций, сущность которого изложена ниже.

Начальное значение γ рассчитывается по (9.10) при подстановке в нее значений, относящихся только к свободным переменным. После этого по (9.8) рассчитываются значения a_i и определяются кандидаты на открепление, т. е. переменные, для которых $P_i = P_i^{min}$ и $a_i < 0$ и $P_i = P_i^{max}$ и $a_i > 0$. Из числа этих кандидатов открепляется одновременно по одной из переменных, работающих на минимуме и максимуме и имеющих наибольшие по модулю значения a_i . После этого рассчитывается новое значение γ и производится аналогичным путем новая итерация. Следует иметь в виду, что вследствие изменения γ список оставшихся кандидатов на открепление в каждой итерации может измениться по сравнению с предыдущей итерацией. Итерации продолжаются до исчерпания списка кандидатов на открепление.

После окончательного определения γ вычисляются все a_i и определяется по (9.9) расчетный шаг $\Delta P_{i,p}$. При

этом может оказаться, что некоторые P_i выйдут за допустимые пределы. В таком случае они закрепляются на соответствующих пределах (гл. 2). Таким образом, фактически выполняемый шаг по этим переменным $\Delta P_{i,\phi} < \Delta P_{i,p}$. В результате условие $\sum_i \Delta P_i = 0$, положенное

в основу вывода выражения (9.10), нарушается и возникает небаланс, равный $\sum_i \Delta P_{i,\phi}$. Для его устранения

предусматривается пропорциональное уменьшение всех $\Delta P_{i,\phi}$, имеющих знак, обратный знаку небаланса.

Таким образом, методика оптимизации при введении множителя Лагранжа γ значительно усложняется по сравнению с первым вариантом (введение балансирующего объекта) и требует осуществления дополнительного внутреннего цикла итераций. Однако связанные с этим затраты времени окупаются улучшением сходимости и сокращением числа необходимых шагов.

Выбор масштабных множителей. В предыдущих работах авторов [17, 21] масштабные множители μ_i в выражении (9.9) выбирались пропорциональными допустимому диапазону изменения мощности каждого объекта $P_i^{max} - P_i^{min}$ и оставались постоянными на всех итерациях. Недостаток этой методики состоит в том, что для объектов, относительный прирост которых сильно зависит от его мощности, шаг, вычисляемый по (9.9), оказывается чрезмерно большим. Поэтому после выполнения шага вследствие резкого изменения $\bar{b}_i$ частная производная a_i меняет знак, что приводит к дроблению множителя h и замедлению сходимости. Для частичного устранения этого недостатка авторами разработан и реализован в последних вариантах программ для ЭВМ новый метод выбора множителей μ_i . Этот метод основан на том, что оптимизация режима сводится к решению системы нелинейных уравнений $a_i = 0$, в которых неизвестными являются P_i , для решения которых вместо описанного выше градиентного метода можно применить метод Ньютона. Это приводит к системе линеаризованных уравнений, которая должна решаться на каждой итерации:

$$A \Delta P_i = -a_i, \quad (9.11)$$

где элементами матрицы Якоби $\mathbf{A}$ являются частные производные $\partial a_i / \partial P_i$.

Непосредственное решение системы (9.11) вызывает затруднения в связи с негладкостью функций $a_i(P_{i,j})$ и большой заполненностью матрицы $\mathbf{A}$. Поэтому система (9.11) используется только для вычисления множителей μ_i .

Особенностью матрицы $\mathbf{A}$ является значительно большая величина диагональных элементов $\partial a_i / \partial P_i$ по сравнению с остальными $\partial a_i / \partial P_j$ ($i \neq j$). В ряде случаев, когда режим находится внутри допустимой области (входящие в выражение для $\bar{b}_i$ «штрафные» члены равны нулю) и при неучете потерь в сети ($\sigma_i = 0$) недиагональные члены матрицы $\mathbf{A}$ обращаются в нуль. Учитывая это, а также то, что погрешности, допустимые при расчете μ_i , исправляются в ходе итеративного процесса оптимизации, недиагональными членами матрицы $\mathbf{A}$ пренебрегаем. При этом система (9.11) принимает вид:

$$\frac{\partial a_i}{\partial P_i} \Delta P_i = -a_i,$$

откуда

$$\Delta P_i = -\frac{a_i}{\partial a_i / \partial P_i}.$$

При применении квазиньютоновских методов (см. гл. 7), улучшающих надежность сходимости метода Ньютона, последнее выражение примет вид:

$$\Delta P_i = -k \frac{a_i}{\partial a_i / \partial P_i}, \quad (9.12)$$

где k — параметр.

Сравнивая (9.12) с (9.9), нетрудно убедиться, что они совпадают при условии определения μ_i на каждой итерации по формуле:

$$\mu_i = \frac{1}{\partial a_i / \partial P_i}. \quad (9.13)$$

Этот метод выбора μ_i и принят в последних модификациях программ оптимизации режима. Входящая в (9.13) частная производная $\partial a_i / \partial P_i$ вычисляется дифференцированием по выражению (9.8), что дает:

$$\frac{\partial a_i}{\partial P_i} = u_i \beta_i + \frac{\partial \gamma}{\partial P_i} (1 - \sigma_i) - a_{ij} \gamma, \quad (9.14)$$

где $\beta = \partial \bar{b}_i / \partial P_i$; $\alpha_i = \partial \sigma_i / \partial P_i$ (см. гл. 8), частная производная $\partial \gamma / \partial P_i$ вычисляется дифференцированием выражения (9.10).

При очень пологих характеристиках относительных приростов значение μ_i , определяемое по формуле (9.13), оказывается чрезмерно большим. Поэтому в реализованных программах это значение ограничивается снизу.

Учет разрывов непрерывности ХОП. Характеристики относительных приростов электростанции и эквивалентных объектов в ряде случаев имеют разрывы непрерывности, имеющие вид, представленный на рис. 2.4,б (каждая ХОП может иметь несколько разрывов). При мощности объекта P_i , соответствующей разрыву, относительный прирост имеет два значения: b'_i и b''_i ($b'_i < b''_i$). Поскольку обычная форма градиентного метода пригодна лишь для непрерывных ХОП, для учета таких разрывов применен искусственный прием, заключающийся в следующем [17].

а) Если исходная мощность объекта P^k_i соответствует точке разрыва непрерывности ХОП, то расчет шага по формуле (9.9) производится сначала по величине b'_i . Если при этом $\Delta P_i < 0$, т. е. шаг направлен в сторону уменьшения мощности объекта, то шаг осуществляется. Если же $\Delta P_i > 0$, производится вторичный расчет шага по величине α_i , вычисленной по значению b''_i . Если при этом $\Delta P_i > 0$, то шаг осуществляется. В противном случае мощность P_i остается неизменной до следующей итерации.

б) Если исходная мощность P_i не соответствует точке разрыва, то после вычисления $P^{k+1}_i = P^k_i + \Delta P_i$ производится проверка, не находится ли между P^k_i и P^{k+1}_i точка разрыва непрерывности ХОП. Если такие точки имеются, то P^{k+1}_i закрепляется на мощности, соответствующей ближайшей к P^k_i точке разрыва. В следующей итерации оптимизации учет разрыва производится также, как в п. «а».

Необходимо заметить, что описанный способ учета разрывов применим только для объектов, мощности которых являются независимыми переменными. Поэтому при использовании первого варианта методики с выделением балансирующего объекта его ХОП не должны иметь разрывов.

Учет нежелательных зон. В ряде случаев длительная работа электростанций или эквивалентного объекта в некоторой области мощностей внутри допустимого диапазона $P_i^{min} - P_i^{max}$ нежелательна, так как это вызывает перерасход топлива (см. рис. 2.7) или недопустима (например, из-за явлений кавитации для агрегатов ГЭС). Размеры нежелательных зон по сравнению с общей мощностью энергосистем и энергообъединений, а также перерасход топлива, вызываемый работой внутри этих зон в условиях СССР, обычно незначителен. Поэтому в большинстве программ для ЭВМ, разработанных на

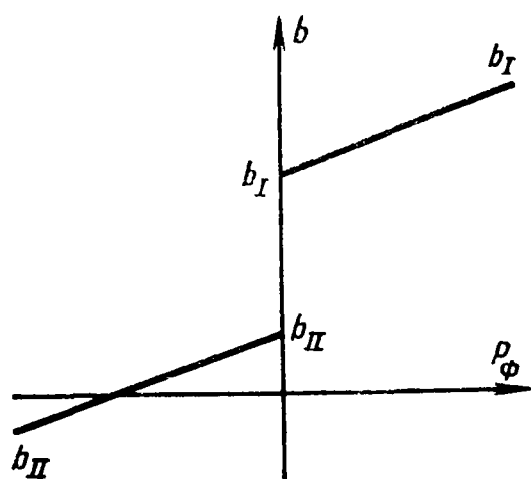


Рис. 9.1. Характеристика относительных приростов фиктивной ТЭС.

основе излагаемой методики, наличие этих зон не учитывается. Для условий отдельных энергосистем, где этот вопрос имеет существенное значение, разработаны варианты программ, предусматривающие в случае, если вычисленная на каком-либо шаге мощность P_i находится внутри нежелательной зоны, закрепление ее на значении, соответствующем ближайшей границе этой зоны.

Выявление несовместности заданных ограничений и определение дефицита мощности. При наличии дефицита мощности в энергосистеме (энергообъединении) в целом или в отдельных ее районах ограничения (9.3) могут оказаться несовместными. В таких случаях после окончания процесса оптимизации с осуществлением заданного числа «сдвигов пределов» (см. § 2.5) сохраняется перегрузка отдельных ВЛ и балансирующего объекта (если он выделяется). Расчет по второму варианту методики (без балансирующего объекта) при наличии общего дефицита мощности вообще нельзя произвести. В таких случаях возникает необходимость выявления районов (нагрузочных групп), в которых имеется дефицит мощности для определения мер, которые необходимо предпринять (отказ от проведения некоторых ремонтов, ограничения потребителей и т. п.). Для этого в состав каждой генераторной группы вводится фиктивная ТЭС, ХОП которой имеет вид, показанный на рис. 9.1. Эта характеристика строится таким образом, чтобы $b_Г$

при мощности фиктивной генераторной группы $P_{\Phi} \geq 0$ был больше, а b_{Π} при $P_{\Phi} \leq 0$ был меньше, чем относительный прирост с учетом потерь в сети $\frac{b_i}{1 - \sigma_i}$ любой реальной ТЭС (ГЭС). Поэтому фиктивная ТЭС загружается только при исчерпании мощности реальных объектов, и степень ее загрузки равна дефициту мощности в данном районе (генераторной группе). Ветвь b_{Π} ХОП фиктивной ТЭС служит для определения «отрицательного дефицита», возникающего в случаях, когда сумма минимальных мощностей реальных объектов превышает нагрузку энергосистемы или нагрузочной группы с учетом возможностей передачи излишков мощности по ВЛ в другие нагрузочные группы.

Выявление и локализация дефицита мощности производится как в ходе оптимизации режима, так и заблаговременно, например при рассмотрении заявок на ремонт оборудования. Для заблаговременного расчета разработан специально быстро работающий алгоритм, основанный на той же методике. Главное отличие его от основного алгоритма заключается в неучете потерь в сети, а также в том, что реальные ХОП объектов заменены линейными. Кроме того, итерационный процесс заканчивается после ввода режима в допустимую область или выявления несовместности ограничений и определения дефицитов мощности по энергосистеме в целом и распределения его по генераторным группам до достижения малости составляющих вектор-градиента a_i . Благодаря этому расчет требует в несколько раз меньше времени, чем оптимизация режима.

9.2. РАСЧЕТ ОПТИМАЛЬНОГО РЕЖИМА ДЛЯ ПЕРИОДА ВРЕМЕНИ T

В случае, если на расход энергоресурсов (воды для ГЭС или топлива для ТЭС) в течение периода T не наложено каких-либо условий или ограничений, расчет оптимального режима для периода T сводится к последовательному расчету оптимального режима для каждой часовой точки, принадлежащей T .

Аналогичный порядок положен в основу методики и для общего случая, когда режимы отдельных часов не являются независимыми, а связаны интегральными (изопериметрическими) условиями (1.13), (1.14). Как показано в [8, 10, 15], учет этих условий приводит к тому, что в выражениях для вектор-градиента (9.8) значе-

ния ζ_i для объектов, на расход энергоресурсов которых наложены условия (1.13), (1.14), должны быть заменены множителями Лагранжа λ_i .

В [10, 15] показано также, что для ТЭС и для ГЭС, зависимостью напора от режима которых можно пренебречь, значения λ_i должны оставаться постоянными в течение всего периода T независимо от имеющего место в течение всего периода изменения состава работающих агрегатов. Длительность периода T в большинстве случаев велика. Для ГЭС она определяется условиями сработки и наполнения водохранилища ГЭС и равна году, а иногда и более (многолетнее регулирование). Условия расхода топлива на ТЭС определяются годовым планом добычи топлива и сезонными колебаниями его потребления. Поэтому ресурсы воды и топлива, которые можно расходовать в течение периода T и его частей, определяются при долгосрочном (как правило, годичном) планировании. В ходе этого планирования могут быть приближенно определены значения λ_i , поддержание которых обеспечивает выдерживание заданных на период расходов энергоресурсов. При этом в отдельные части периодов (месяцы, недели, дни) могут иметь место значительные колебания расходов, вызываемые ремонтами оборудования, колебаниями нагрузок энергосистем и т. п.

Как показано в [10, 15], попытки ежедневно выдерживать некоторый средний расход энергоресурсов, что приводит к неравенству коэффициентов λ_i в отдельные дни, вызывают перерасход топлива и в общем случае неоправданны. Вместе с тем дополнительные ограничения, налагаемые на режимы, в ряде случаев вынуждают задавать и выдерживать расход энергоресурсов ежедневно, допуская соответствующие изменения значений λ_i в различные сутки. Так, например, в маловодные периоды приходится ежедневно обеспечивать минимальный попуск воды через ГЭС для удовлетворения требованиям судоходства, ирригации и др. Повышение этого попуска в отдельные дни, которое было бы неизбежно при работе с постоянными коэффициентами λ_i , недопустимо, так как не могло бы быть компенсировано снижением попуска в другие дни и вызвало бы преждевременную сработку водохранилищ. Иногда ежедневным изменениям расхода энергоресурсов препятствуют и другие ограничения (например, налагаемые на колебания уров-

ней нижнего бьефа ГЭС, в частности, по условиям судоходства, рыбного хозяйства и др.).

Аналогичные условия иногда возникают и при назначении расхода отдельных видов топлива (в частности, природного газа). В подобных случаях длительность периода T снижается до 24 ч. В отдельных случаях (например, для мощных ГЭС с малыми водохранилищами) приходится корректировать режим для обеспечения заданного расхода энергоресурсов и в более короткие периоды $T < 24$ ч.

В связи с этим ниже излагается методика выбора краткосрочного режима ($T \leq 24$ ч), обеспечивающего постоянство множителей λ_i в течение периода T .

Первый вариант методики — выбор множителей λ_i . В опубликованной литературе по расчету краткосрочных режимов [8, 10, 17, 21] методика выбора режима объектов с заданным расходом энергоресурсов базируется на расчете значений λ_i , обеспечивающих работу этих объектов с заданным на период T расходом воды $Q_{i,T}$ или топлива $B_{i,T}$. Обычно в практике работы диспетчерских служб контроль за расходом энергоресурсов ведется приближенно по выработке объектов $\bar{W}_i$, соответствующей заданному расходу воды (топлива). Методика расчета при этом не меняется. Ниже изложение ведется для случая, когда заданы $\bar{W}_i$. Расчет производится итерационным методом. Сущность каждой k -й итерации состоит в том, что в (9.8) для объектов с заданным расходом энергоресурсов вместо u_i подставляют известные из предыдущей итерации значения λ_i^k и методом, изложенным в § 9.1, производят расчет оптимального режима последовательно для всех часов суток (или на периоды T при $T \neq 24$ ч). После окончания расчета определяются выработки объектов W_i^k (или расходы воды и топлива) и их отклонения от заданных $\Delta W_i^k = W_i^k - \bar{W}_i$. Если для каких-либо объектов ΔW_i^k превышают заранее установленные недопустимые значения, необходимо увеличить λ_i для тех объектов, для которых $\Delta W_i^k > 0$, и уменьшить, если $\Delta W_i^k < 0$. Новые значения λ_i^{k+1} рассчитываются градиентным методом по формуле

$$\lambda_i^{k+1} = \lambda_i^k + h_i^{k+1} \Delta W_i^k, \quad (9.15)$$

где h_i — коэффициент, выбираемый для каждой переменной в зависимости от знака произведения $\Delta W_i^k \Delta W_i^{k-1}$ аналогично множителю в формуле (9.3) — см. § 2.4.

Итерации, т. е. расчеты суточного режима с изменяющимися множителями λ^k_i , повторяются до достижения с заданной точностью условия $\Delta W^k_i = 0$. Начальные значения $\lambda^k_i = \lambda^0_i$ обычно задаются равными их значениям, полученным при расчете аналогичных режимов в предыдущие дни. Предусматривается также возможность автоматического выбора значений λ^0_i по заданным сред-

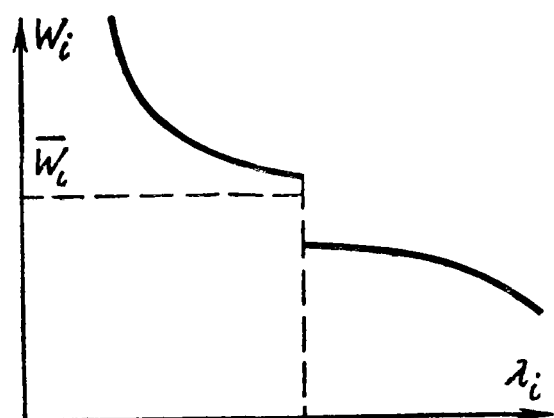


Рис. 9.2. Характер зависимости W_i от λ_i .

несуточном мощностям объектов для часа суток, при котором суммарная нагрузка энергосистемы (объединения) близка к среднесуточной.

Второй вариант методики — коррекция мощностей объектов с сохранением постоянства множителей λ_i . Описанный первый вариант методики требует многократного итеративного пересчета суточного режима энергосисте-

мы с изменяющимися множителями λ_i , что занимает много времени. Вместе с тем в отдельных случаях сходимость итераций к $\Delta W_i = 0$ не обеспечивается. В связи с этим авторами были исследованы более совершенные методы выбора множителей λ_i , в частности метода Ньютона. Однако эти методы, требующие больших затрат машинного времени на расчет множителей λ_i , не дали ускорения и улучшения сходимости процесса итераций.

Это объясняется тем, что зависимость расхода энерго-ресурсов или выработки энергообъекта W_i от множителя λ_i часто оказывается очень крутой, так что незначительное (на доли процента) изменение λ_i вызывает резкое (на 15—20%) изменение W_i . Поэтому значения λ_i приходится вычислять с очень большой точностью. Нередко зависимость W_i от λ_i (особенно при изменении в течение периода T состава работающих агрегатов) имеет вид, аналогичный представленному на рис. 9.2. Очевидно, что если заданная величина $W_i = \bar{W}_i$ находится в области разрыва непрерывности функции $W_i(\lambda_i)$, то значение λ_i , обеспечивающее соблюдение изопериметрических условий (1.13), (1.14), не существует и задача описанным методом вообще не может быть решена с приемлемой точностью.

Для преодоления затруднения разработанная методика предусматривает расчет значений λ_i описанным ме-

тодом до достижения грубого приближения к заданным значениям $\bar{W}_i$ (допустима погрешность до 15—20%). Такой расчет требует не больше двух-трех итераций, а при использовании начального приближения λ^0 , по результатам расчета для суток, режим которых мало отличается от рассматриваемого, часто достаточно одной итерации. Вместе с тем, как указано выше, полученные при расчете значения мало отличаются от соответствующих заданным изопериметрическим условиям. Для устранения полученных в результате такого расчета небалансов $\Delta W_i = W_i - \bar{W}_i \neq 0$ мощности каждого i -го объекта $P_{i,\tau}$ необходимо изменить во все часы суток τ так, чтобы устранить небаланс, т. е.

$$\sum_{\tau} \Delta P_{i,\tau} = -\Delta W_i. \quad (9.16)$$

Заметим, что во все моменты (часы) τ знак $\Delta P_{i,\tau}$ должен быть одинаков, т. е.

$$\text{sign } \Delta P_{i,\tau} = -\text{sign } \Delta W_i.$$

Коррекцию значений $\Delta P_{i,\tau}$ необходимо производить таким образом, чтобы приближенно сохранилось условие постоянства λ_i в течение всего периода T , т. е.

$$\Delta \lambda_{i,\tau} = \Delta \lambda_i = \text{const}, \quad (9.17)$$

где $\Delta \lambda_{i,\tau}$ — изменение множителя λ_i , вызванное коррекцией мощности объекта.

Обозначим множество объектов с заданным расходом энергоресурсов через R . Пусть в какой-либо час τ мощности объектов $i \in R$ и $k \in R$ получили приращение по сравнению с исходными режимами соответственно на $\Delta P_{i,\tau}$ и $\Delta P_{k,\tau}$. Это вызовет изменения $\lambda_{i,\tau}$ на

$$\Delta \lambda_{i,\tau} = \frac{\partial \lambda_i}{\partial P_{i,\tau}} \Delta P_{i,\tau} + \sum_{k \in R} \frac{\partial \lambda_i}{\partial P_{k,\tau}} \Delta P_{k,\tau}. \quad (9.18)$$

При известных коэффициентах $\partial \lambda_i / \partial P_{i,\tau}$ и $\partial \lambda_i / \partial P_{k,\tau}$ (порядок их вычисления изложен ниже) уравнения (9.18) с учетом (9.16), (9.17) образуют полную систему линейных алгебраических уравнений порядка mT (m — число

объектов с заданным расходом энергоресурсов), решение которой позволяет определить все $\Delta P_{i, \tau}$, $\Delta P_{k, \tau}$. Порядок этой системы может быть довольно высок. Например, при $m=15$ и $T=24$ ч он равен 360. Матрица коэффициентов системы полностью заполнена. Поэтому ее решение занимает значительное время. Вместе с тем, как указано выше, исходные значения λ_i близки к оптимальным. Следовательно, величины $\Delta \lambda_{i, \tau}$ малы и погрешности их вычисления не оказывают существенного влияния на оптимальность режима, определяемую выполнением условия (9.17).

Учитывая это, в описываемом ниже первом варианте методики применяют упрощенный порядок решения. Упрощение основано на допущении, что все ΔP_i (ΔP_k) пропорциональны соответствующим ΔW_i (ΔW_k), что позволяет записать систему (9.19) в виде

$$\Delta \lambda_i = \left(\frac{\partial \lambda_i}{\partial P_{i, \tau}} + \sum_{k \in R} \frac{\partial \lambda_i}{\partial P_{k, \tau}} \frac{\partial W_k}{\partial W_i} \right) \Delta P_{i, \tau},$$

откуда

$$\Delta P_{i, \tau} = \frac{1}{\frac{\partial \lambda_i}{\partial P_{i, \tau}} + \sum_{k \in R} \frac{\partial \lambda_i}{\partial P_{k, \tau}} \frac{\partial W_k}{\partial W_i}} \Delta \lambda_i. \quad (9.19)$$

Обозначая для краткости первый сомножитель правой части (9.19) через A_τ , получаем с учетом (9.16) и (9.17):

$$\Delta \lambda_i = \frac{\Delta W_i}{\sum_{\tau=1}^T A_\tau}. \quad (9.20)$$

Подставляя это выражение в (9.19), нетрудно найти все $\Delta P_{i, \tau}$.

При вычислении частных производных $\partial \lambda_i / \partial P_{i, \tau}$ и $\partial \lambda_i / \partial P_{k, \tau}$, входящих в (9.19), учитывается, что при оптимальном режиме ($a_{i, \tau_i} = 0$) для каждого часа справедливо выражение (индекс τ опущен):

$$\lambda_i = - \frac{\gamma (1 - \sigma_i)}{b_i},$$

откуда

$$\frac{\partial \lambda_i}{\partial P_i} = \frac{\left[\frac{\partial \gamma}{\partial P_i} (1 - \sigma_i) - \alpha_{ij} \gamma \right] b_i - \beta_i \gamma (1 - \sigma_i)}{b_i^2}. \quad (9.21)$$

После расчета всех $\Delta P_{i,\tau}$ находят окончательные мощности объектов с заданным расходом энергоресурсов P_i путем прибавления их к первоначальным $P_{i,\tau}$ и выполняют заключительный этап расчета, заключающийся в закреплении полученных описанным путем графиков мощностей объектов и оптимизации режима по остальным переменным. На этом этапе расчета учитываются ограничения в форме неравенств (9.3). В случае нарушения этих ограничений в отдельные часы соответствующие значения $\Delta P_{i,\tau}$ корректируются. В этих случаях после окончания оптимизации сохраняются небалансы энергоресурсов $\Delta W'_i < \Delta W_i$. Для их устранения производится новая итерация с расчетом $\Delta P_{i,\tau}$ по описанной выше методике.

Очевидно, что описанный метод расчета позволяет точно выдержать заданные изопериметрические условия, однако вследствие нелинейности ХОП объектов и сделанного при выводе формулы (9.19) упрощения значения $\Delta \lambda_{i,\tau}$ в отдельные моменты времени, как уже указывалось, могут несколько отличаться от общего для всего периода T значения $\Delta \lambda_i$. Не представляет методических трудностей разработка методики дополнительной коррекции мощностей объектов для выравнивания значений $\Delta \lambda_{i,\tau}$. Однако ввиду незначительности указанных отклонений затраты времени на такую коррекцию представляются нецелесообразными.

9.3. ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОГО СОСТАВА РАБОТАЮЩИХ АГРЕГАТОВ

Значительная неравномерность графиков нагрузки энергосистем обуславливает целесообразность, а нередко и необходимость для обеспечения прохождения минимума и максимума нагрузки периодического останова в резерв части агрегатов электростанций всех типов в часы снижения нагрузки с последующим пуском их в часы максимума.

Сущность задачи заключается в выборе такого состава работающих агрегатов, а также моментов пуска и останова, который обеспечивает минимум издержек в энергообъединении для всего суточного или более длительного цикла регулирования T . При этом должны учитываться издержки на пуски агрегатов из резерва, потери активной мощности в сети, а также все рассмотренные выше условия (9.2) и ограничения (9.3), изопериметрические условия, ограничения по надежности работы энергосистемы (главным образом, по необходимому резерву). Наряду с этим необходимо учитывать специфические для данной задачи ограничения по времени простоя агрегатов до пуска, числу одновременно останавливаемых и пускаемых на одной ТЭС агрегатов, по скорости набора мощности после пуска и т. п. Кроме того, в отдельных случаях необходимо учитывать ограничения по условиям регулирования напряжения в энергосистеме, так как останов агрегатов в резерв может вызвать дефицит реактивной мощности.

В таком виде задача является вариационной (точнее, задачей оптимального управления). Ее решение осложняется целочисленностью ряда переменных, стохастическим характером части информации (в частности, необходимой для решения вопроса о необходимом резерве), а также сжатыми сроками ее решения. Естественно, что при практическом решении приходится идти на ряд упрощений.

Решению задачи посвящено большое число работ, в частности [5, 8, 11, 12, 26]. Более полная библиография приведена в [5]. В основу настоящей работы положены идеи, изложенные в [8, 12]. Ограниченный объем книги позволяет описать лишь основы методики.

Оптимизация режима методами, изложенными выше (при заданном составе работающих агрегатов), позволяет найти локальный экстремум. Выбор глобального экстремума производится путем сравнения локальных экстремумов. Агрегат выгодно останавливать, если переход от экстремума, соответствующего его работе, к экстремуму, соответствующему его останову, дает экономию топлива (издержек) B_3 . Расчет B_3 составляет основу рассматриваемой методики.

Расчет экономии издержек от изменения состава агрегатов (сравнение локальных экстремумов). Рассмотрим сначала случай работы энергоблока параллельно с мощ-

ной энергосистемой при неучете потерь в сети и ограничений. Оптимальный режим работы блока определяется равенством его относительного прироста b^0_i и остальной части энергосистемы b^0_c . Этот режим соответствует локальному минимуму издержек энергосистемы. Оптимальный режим энергосистемы в случае останова блока соответствует другому локальному минимуму при относительном приросте энергосистемы $b'_i > b^0_i$. Как показано в [26], экономия от останова блока, т. е. перехода от одного локального минимума к другому, составляет:

$$B_{\Delta} = B^0_i - P^0_i b_{i, \text{ср}}, \quad (9.22)$$

где B^0_i и P^0_i — соответственно часовой расход условного топлива (издержки) и нагрузка блока до его останова; $b_{i, \text{ср}}$ — среднее значение относительного прироста энергосистемы до и после останова блока:

$$b_{i, \text{ср}} = \frac{b^0_i + b^1_i}{2}. \quad (9.23)$$

Для учета потерь и ограничений по мощностям ВЛ в (9.22) и (9.23) следует подставлять значения b , приведенные с учетом потерь и ограничений к шинам i -й электростанции (т. е. содержащие значения σ_i и производные штрафных функций).

В случае останова агрегата на ТЭС, имеющей поперечные связи по пару, в (9.22) вместо P^0_i подставляется снижение мощности ТЭС ΔP_i вследствие останова агрегата, а вместо B_i соответственно ΔB_i .

То обстоятельство, что экономия B_{Δ} выражается в функции относительного прироста $b_{i, \text{ср}}$, а не суммарной мощности энергосистемы, как это делается в большинстве других работ, дает принципиальное преимущество, так как при этом состояние остальной энергосистемы определяется однозначно величиной $b_{i, \text{ср}}$, которая рассчитывается в процессе оптимизации режима энергосистемы по изложенной выше методике, а зависимость (9.22) может быть заранее (в неоперативное время) рассчитана для каждого агрегата, целесообразность останова которого необходимо проверить. Для построения этой зависимости достаточно задаться несколькими произвольно выбранными значениями $b_{i, \text{ср}}$ и произвести расчеты оптимального внутристанционного режима. Возможность таких расчетов предусмотрена, в частности, в программах серии А ВНИИЭ и ВЦ ГТУ (см. гл. 5). При выражении B_{Δ} в функции мощности энергосистемы

такой порядок заблаговременных расчетов был бы исключен, так как экономия при этом зависит от состава работающих агрегатов на других электростанциях.

Как показано в [24], по мере увеличения $b_{i,ср}$ величина $B_э$ монотонно уменьшается и при достаточно больших $b_{i,ср}$ становится отрицательной (перерасход). Если останавливаемый агрегат работает с предельной (минимальной или максимальной) мощностью, B_i^0 в (9.22) становится постоянной, а зависимость $B_э(b_{i,ср})$ — линейной. Из (9.22) следует, что если бы в оптимальном ре-

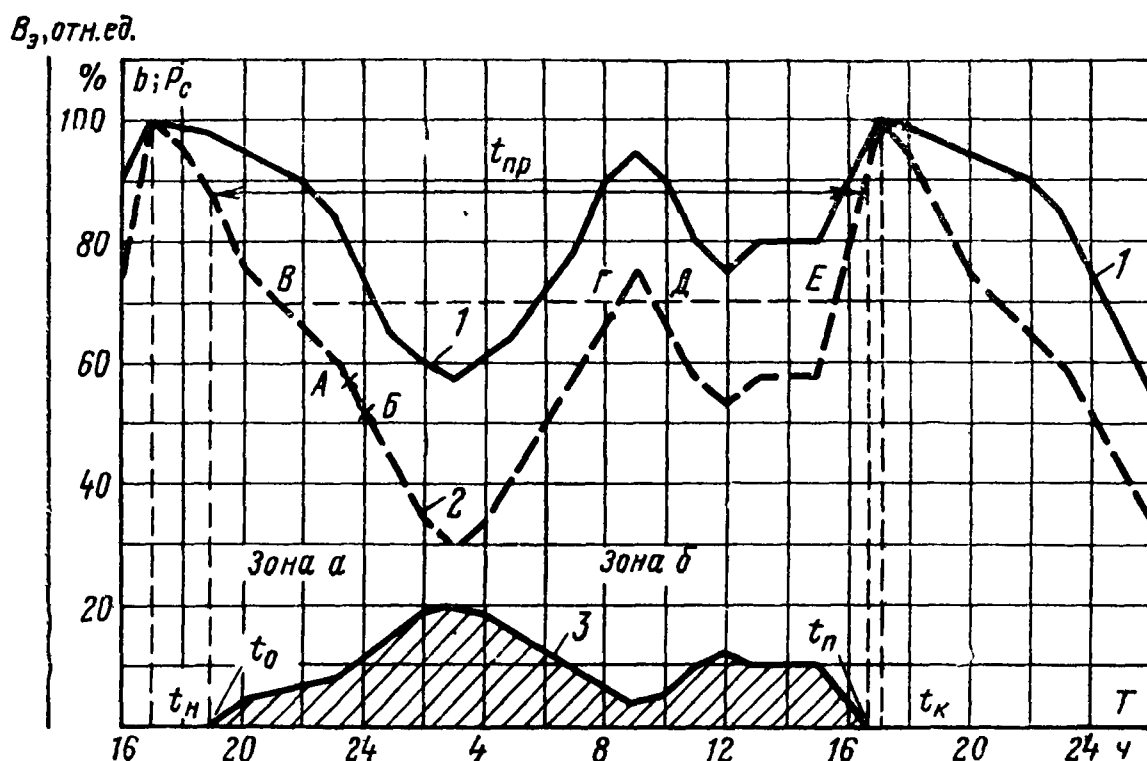


Рис. 9.3. Характер суточных изменений нагрузки системы (кривая 1), относительного прироста (кривая 2), а также экономии вследствие останова агрегата (кривая 3). Зона а — предшествующие сутки (конец); зона б — планируемые сутки; t_n, t_k — планируемый период (начало и конец); t_0, t_n — моменты останова и пуска агрегата; $t_{пр}$ — период простоя.

жиме агрегат работал на холостом ходу ($P_i^0=0$), то $B_э=B_x$ (т. е. равен расходу условного топлива при холостом ходе).

При работе внутри допустимого диапазона мощностей значения $B_э < B_x$ и обычно не превышают 1,5—2% расхода условного топлива при минимальной мощности. Гораздо более значительная экономия достигается при $b_{i,ср} < b_i^{min}$. При этом $B_э$ может значительно превышать B_x .

Основное значение для решения задачи, как показано ниже, имеет значение $b_{i,ср}=b_{кр}$ («критическое» зна-

чение относительного прироста), соответствующее переходу кривой $B_{\text{э}}(b_{i,\text{ср}})$ через нуль.

Основы методики выбора оптимального состава агрегатов при неучете издержек на их пуск рассмотрим на примере суточного графика нагрузки, представленного на рис. 9.3. При оптимизации режима на выходные и праздничные дни необходимо рассмотреть более длительный период, но методика при этом не изменяется. Показанные на рис. 9.3 кривые изменений относительного прироста $b^0_{\text{с}}(t)$ и $B_{\text{э}}(t)$ необходимы для разъяснения некоторых положений методики. При практических расчетах их построение не требуется.

Для всех агрегатов, целесообразность останова и последующего пуска которых в течение рассматриваемого периода T предполагается проверить, должны быть заранее рассчитаны значения $b_{\text{кр}}$.

Выберем в качестве начала цикла T момент $t_{\text{н}}$ максимума нагрузки для суток, предшествующих планируемому. Допустим в начале, что в момент $t_{\text{н}}$ все исправные агрегаты работают и для них $b^0_i \geq b_{\text{кр}}$. При этом состав работающих агрегатов оптимален, так как останов любого из них вызывает перерасход ($B_{\text{э}} < 0$). Заметим, что при этом не нужно рассчитывать значение $b^1_{\text{с}}$ после останова агрегатов, так как $b^1_{\text{с}} > b^0_{\text{с}}$. С учетом этого останов агрегатов тем более невыгоден. Допустим, что в дальнейшем при снижении нагрузки энергосистемы в некоторый момент t_0 значение $b_i = b^0_i$ стало ниже $b_{\text{кр}}$ для одного из агрегатов (при учете потерь в сети и ограничений это не всегда агрегат с наибольшим $b_{\text{кр}}$). Тогда необходимо рассчитать оптимальный режим работы энергосистемы в момент $\tau = t_0$ для случая останова агрегата, что дает возможность найти новое значение $b_i = b^1_i$ и $b_{i,\text{ср}}$. Если в любой момент времени на спаде нагрузки энергосистемы $b_{i,\text{ср}} \leq b_{i,\text{кр}}$, то агрегат следует остановить, так как в дальнейшем при снижении нагрузки энергосистемы снизится также $b_{i,\text{ср}}$, что повлечет за собой увеличение экономии $B_{\text{э}}$. В дальнейшем по мере снижения нагрузки энергосистемы вновь останавливается каждый раз один агрегат, для которого $b_{i,\text{ср}} = b_{i,\text{кр}}$. В период повышения нагрузки энергосистемы аналогичным образом производится пуск агрегатов, для которых $b_{i,\text{ср}} = b_{i,\text{кр}}$.

В крупных энергосистемах и энергообъединениях выбранный таким образом состав работающих агрегатов

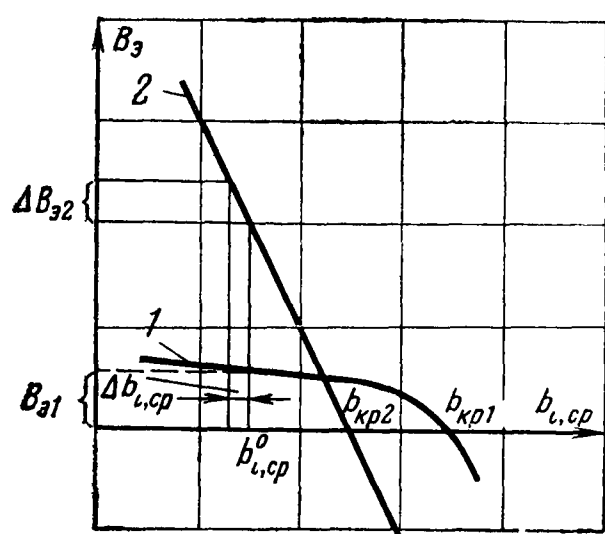


Рис. 9.4. Пересекающиеся кривые $B_{э} = f(b_{i,ср})$ для агрегатов № 1 и 2.

1 — для агрегата № 1; 2 — для агрегата № 2.

является оптимальным или очень близким к оптимальному. Некоторые сомнения в этом возникают в связи с тем, что кривые $B_{э}(b_{i,ср})$ для разных агрегатов могут пересекаться, как показано на рис. 9.4. Именно на этом основано предложение некоторых авторов при уменьшении заданной мощности ТЭС пускать из резерва ранее остановленный агрегат и останавливать в резерв другой, дающий при этой нагрузке большую экономию.

Из рис. 9.4 видно, что в таких случаях выгодно не заменять один агрегат другим, а остановить в соответствии с описанной выше процедурой оба агрегата. Этому могут препятствовать в первую очередь ограничения по резерву мощности в энергосистеме. Однако реальная экономия от останова в резерв агрегатов (с учетом издержек на последующий пуск) достигается при нагрузках этих агрегатов, близких к минимальной. При таком режиме мощные агрегаты, останов которых может существенно повлиять на резерв мощности в крупной энергосистеме (или в энергообъединении), останавливают лишь в периоды провалов нагрузки, когда резерв заведомо достаточен и не препятствует останову всех агрегатов, для которых $b_{i,ср} < b_{i,кр}$. Исключение могут составить отдельные районы, связанные с остальным энергообъединением слабыми связями.

Следует, однако, отметить, что и в этих случаях целесообразность пуска (или отказа от останова) первого агрегата в момент, когда для него $b_{i,ср} = b_{i,кр}$ (для возможности позднее обеспечить останов второго агрегата) встречается крайне редко. Это объясняется тем, что наибольшую удельную экономию $B_{э}/P$ дает останов малоэкономичных и соответственно маломощных агрегатов. Поэтому кривые $B_{э}(b_{i,ср})$ пересекаются, как правило, в случаях большей мощности и экономичности второго агрегата. В крупных энергообъединениях обычно имеется несколько небольших агрегатов, останов которых дает большую суммарную экономию, чем останов одного большого агрегата № 2 на рис. 9.4. Еще реже встреча-

ются случаи, когда пуск маломощного агрегата позволяет остановить более мощный, так как в крупных энергообъединениях мощность одного агрегата мала по сравнению с мощностью не только объединения, но его части и разница в мощностях агрегатов не дает возможности останова одного взамен другого. Наконец дополнительные издержки на пуск агрегата почти всегда превышают разницу в значениях B_3 .

Необходимо также заметить, что ограничения по минимальной длительности простоя агрегатов до их пуска делают рассматриваемую операцию недопустимой независимо от экономичности. Большое внимание, уделяемое этому вопросу в некоторых работах, объясняется тем, что в них рассматривается отдельная электростанция, мощность которой считается заданной независимо от состава работающих агрегатов. Такая постановка задачи некорректна, так как не учитывает, что останов любого агрегата вызывает необходимость для сохранения оптимальности режима снижения мощности данной электростанции.

Так как расчет оптимального режима производится дискретно для отдельных расчетных моментов (как правило, часов), останавливать и пускать агрегаты точно при $b_{i,ср} = b_{i,кр}$ не удастся, тем более что и сама операция по останову и особенно по пуску агрегатов занимает значительное время. Поэтому, если в какой-либо час условие $b_{i,ср} \leq b_{i,кр}$ выполняется сразу для нескольких агрегатов, останов их производится поочередно, начиная с агрегата, для которого разность $b_{i,кр} - b_{i,ср}$ наибольшая. Проверка выгодности останова следующего агрегата производится с учетом увеличения $b_{i,ср}$ вследствие останова предыдущего. Этим снимается введенное ранее допущение об оптимальности начального состава агрегатов.

Аналогичным образом производятся расчеты при пуске агрегатов в период подъема нагрузки.

Учет издержек на пуск агрегатов. Останов агрегата в резерв выгоден при условии, что суммарная экономия от останова за время простоя $t_{пр}$ больше издержек на пуск:

$$\int_{t_0}^{t_0 + t_{пр}} B_3 dt > \frac{I_{п}}{u_i}. \quad (9.24)$$

Входящие в (9.24) издержки на пуск можно представить в виде

$$I_{\Pi} = c_{\Pi} B_{\Pi} + I'_{\Pi}, \quad (9.25)$$

где c_{Π} — цена топлива, расходуемого на пуск (в общем случае отличается от цены c_i топлива, используемого при нормальной работе); I'_{Π} — дополнительная составляющая издержек, относимых на каждый пуск, учитывающая влияние пуска на сокращение срока службы агрегата.

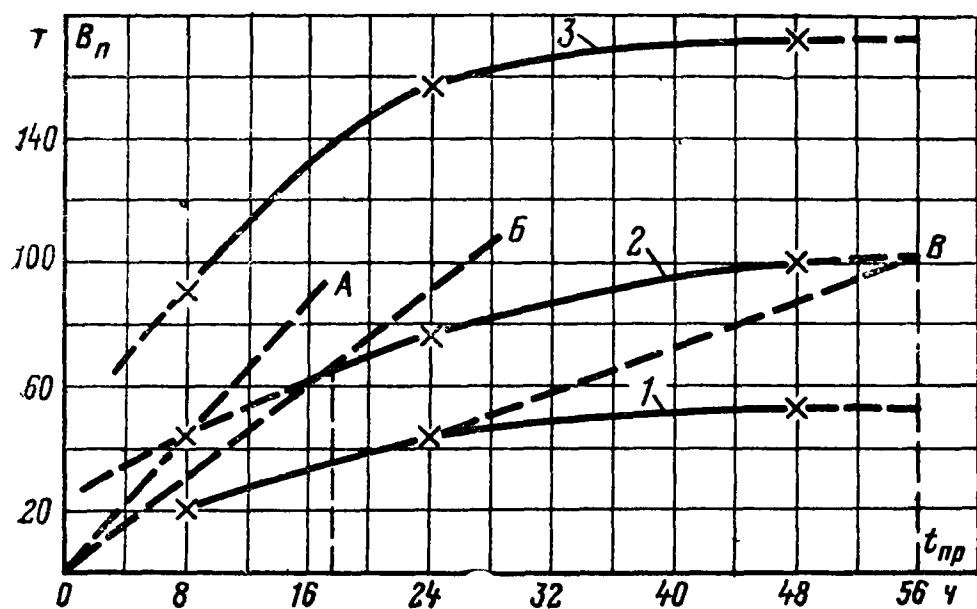


Рис. 9.5. Зависимость расхода условного топлива на пуск блоков B_{Π} от времени простоя $t_{\Pi р}$.

1 — блок 150 МВт; 2 — блок 200 МВт; 3 — блок 300 МВт; × — точки, соответствующие данным ВТИ; А, В, В — спрямленные зависимости $B_{\Pi}(t_{\Pi р})$ для $t_{\Pi р} = 8, 18$ и 56 ч.

Ввиду недостаточной исследованности составляющей I'_{Π} она в настоящее время обычно не учитывается и формула (9.24) при неучете ее принимает следующий вид:

$$B'_{\Pi} = \int_{t_0}^{t_0 + t_{\Pi р}} B_{\Pi} dt - \frac{c_{\Pi}}{c_i} B_{\Pi} > 0. \quad (9.26)$$

Величина B_{Π} существенно зависит от времени простоя агрегата после останова. Эта зависимость для каждого типа агрегата может быть определена из испытаний и имеет вид, приведенный на рис. 9.5. Если режим работы энергосистемы на весь период $t_{\Pi р}$ известен, то можно для любого момента времени $\tau \in t_{\Pi р}$ найти $b_{i, \text{ср}}$ и по (9.22) вычислить B_{Π} . Пример зависимости $B_{\Pi}(t_{\Pi р})$ представлен на рис. 9.5. Это дает возможность проверить выполнение неравенства (9.26) и решить вопрос о целесообразности останова агрегата. Поскольку длительность периода $t_{\Pi р}$ заранее неизвестна, описанный путь решения приводит к итерационному процессу, требующему на каждой итерации расчета оптимального режима энергосистемы для всех моментов (часов) периода

$t_{\text{пр}}$, могущего составлять несколько суток. Описываемая ниже методика позволяет отказаться от этого процесса и значительно снизить время решения путем сведения рассматриваемой вариационной задачи к задаче почасовой оптимизации. При этом используем некоторые особенности характеристик существующих агрегатов и крупных энергообъединений.

Для выяснения основ методики рассмотрим два предельных случая, между которыми заключена любая реальная зависимость $B_{\text{п}}(t_{\text{пр}})$: 1) $B_{\text{п}}/t_{\text{пр}} = \text{const}$ и 2) $B_{\text{п}} = \text{const}$. В первом случае условие выгодности останова для каждого часа не зависит от режима в другие часы и имеет следующий вид:

$$B'_{\text{э}} = B_{\text{э}} - \frac{B_{\text{п}}}{t_{\text{пр}}} \geq 0. \quad (9.27)$$

Тогда методика, описанная выше, остается без изменения, но значения $b_{\text{кр}}$ уменьшаются до значения $b'_{\text{кр}}$, определяемого из условия $B'_{\text{э}} = 0$. Например, для блока К-200 при $\zeta_i = \zeta_{\text{п}}$ $b_{\text{кр}} = 0,353$, а для простоя $t_{\text{пр}} = 8$ ч, $b'_{\text{кр}} = 0,322$. Это вызывает более поздний останов блока, чем при неучете пусковых расходов, и более ранний пуск его. Обычно условие выгодности останова (пуска) $b_{i,\text{ср}} = b'_{\text{кр}}$ выполняется в период быстрых спадов нагрузки энергосистемы после прохождения максимума и быстрых подъемов ее к максимуму. Поэтому изменение времени останова (пуска) вследствие учета пускового расхода Δt обычно невелико (5—10 мин).

Рассмотрим теперь второй предельный случай, когда $B_{\text{п}}$ не зависит от $t_{\text{пр}}$. При этом останавливать и пускать агрегат выгодно при тех же значениях относительного прироста $b_{i,\text{ср}} = b_{\text{кр}}$, как и при неучете расходов топлива на пуск. Однако для окончательного суждения о выгодности или невыгодности остановки необходимо проверить выполнение условия (9.26) за весь период простоя $t_{\text{пр}}$.

Для перехода к реальной зависимости $B_{\text{п}}(t_{\text{пр}})$ заметим, что задержка останова (пуска) агрегатов на малое время Δt вызывает изменение $B_{\text{п}}$ на $\Delta B_{\text{п}} = \frac{dB_{\text{п}}}{dt_{\text{пр}}} \Delta t$. Одно-

временно изменяется экономия за время останова на $B_{\text{э}} \Delta t$, где $B_{\text{э}}$ должна быть принята средней за время Δt . С учетом этого останов агрегата становится выгодным

при $b_{i,cr}=b''_{кр}$, причем $b''_{кр}$ определяется из условия перехода через нуль величины

$$B''_s=B_s-\frac{dB_{п}}{dt_{пр}}\Delta t_{пр}=0. \tag{9.28}$$

Чтобы показать, какова разница при учете пусковых расходов по формулам (9.27) и (9.28), в табл. 9.1 приведены значения $\Pi_1=B_{п}/t_{пр}$ и $\Pi_2=dB_{п}/dt_{пр}$, вычисленные для блока К-200 при различных $t_{пр}$ (по данным кривой 2 на рис. 9.5).

Т а б л и ц а 9.1 Зависимость $\Pi_1=\frac{B_{п}}{t_{пр}}$ и $\Pi_2=\frac{dB_{п}}{dt_{пр}}$ от $t_{пр}$

$t_{пр}, ч$	$\Pi_1, т/ч$	$\Pi_2, т/ч$
8	5,35	2,80
18	3,67	1,70
56	1,78	0,52

На основании табл. 9.1 вычислены значения $b_{кр}$, $b'_{кр}$ и $b''_{кр}$, соответствующие неучету расходов топлива на пуск и учету их по формулам (9.27) и (9.28), т. е. по Π_1 и по Π_2 . С помощью графика на рис. 9.3 определено время задержки останова агрегата Δt , вызываемое учетом пусковых расходов (табл. 9.2).

Т а б л и ц а 9.2 Задержка останова (пуска) блока вследствие учета пусковых расходов

$t_{пр}, ч$	Задержка Δt , мин	
	Расчет по Π_1	Расчет по Π_2
8	20	16
18	20	11
56	5	3,5

Из табл. 9.2 видно, что останов агрегатов по формуле (9.27), основанной на допущении о пропорциональности $B_{п}$ времени простоя (расчет по Π_1), приводит к незначительной (от 1,5 до 9 мин) задержке момента останова агрегата по сравнению с расчетом по более точной формуле (9.28). Вместе с тем при расчете по формуле (9.27) всегда выполняется основное условие (9.26) выгодности останова и расчет по формуле (9.28) требует трудоемкой проверки выполнения этого условия. Поэтому при реализации методики использовано выражение (9.27).

Описанная методика выбора оптимального состава агрегатов допускает в необходимых случаях уточнение. Например, если $b_{кр}$ соответствует линии В—Г—Д—Е (см. рис. 9.3) и повышение b_i в период Г—Д невелико,

можно рассмотреть вопрос о целесообразности оставления агрегата в резерве в течение всего периода $B—E$. Это может быть выгодно в случае, если перерасход от работы в период $\Gamma—Д$ с $B_3 < 0$ окупается экономией на пусковом расходе.

Нецелесообразность останова агрегатов на слишком короткий срок можно учесть назначением периодов суток, в которые вопрос об остановке агрегатов не рассматривается независимо от значения b_i (например, для графика рис. 9.3 — с 1 до 5 и с 11 до 15 ч).

Ограничения по условиям покрытия реактивной мощности можно учесть приближенно на основе опыта эксплуатации или расчетов установившегося режима электрической сети, запретив останавливать некоторые генераторы (если их нельзя перевести в режим СК, что с точки зрения методики равносильно останову).

Таким образом, большинство встречающихся условий и ограничений удастся учесть в рамках принятой методики.

Построение характеристик электростанций с учетом изменений оптимального состава работающих агрегатов. Один из способов решения задачи выбора оптимального состава работающих агрегатов основан на построении ХОП электростанций, учитывающих изменение оптимального состава работающих агрегатов при изменении мощности. Для выяснения принципов построения таких ХОП на рис. 9.6 показаны расходная характеристика $B(P)$ и ХОП $b(P)$ электростанции при работе всех агрегатов (кривая 1) и остановке одного из них (кривая 2).

Очевидно, что при мощности свыше P_p (прямая $A—A$) выгодно держать в работе все агрегаты, а при меньших мощностях останавливать агрегат, так как при этом расход условного топлива (издержки) B на данной станции снижается без изменения издержек в энергосистеме.

Вместе с тем полученные таким образом характеристики не позволяют непосредственно ответить на вопрос об оптимальном режиме электростанции и составе агрегатов при работе в энергосистеме. Например, при относительном приросте энергосистемы, соответствующем линии $I—I'$, получаются два локальных оптимума при мощностях P_3 и P_4 . Из рис. 9.6 видно, что при мощности P_3 агрегат выгодно держать в работе, а при мощности P_4 — остановить. Однако какую именно мощность (P_3

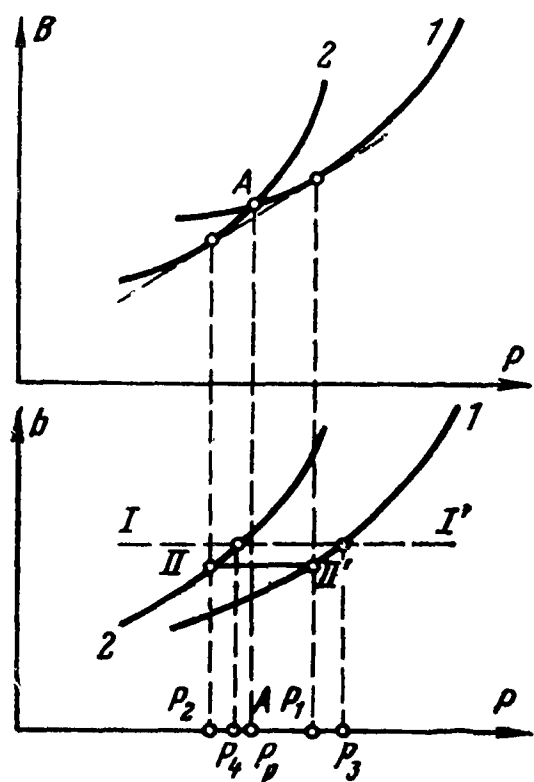


Рис. 9.6. Изменение характеристик станций при **останове (пуске)** агрегата.

или P_4) выгодно задать из рис. 9.6, непосредственно не видно. Для решения этого вопроса воспользуемся тем, что, как показано выше, переход от одного локального минимума к другому выгоден при $b = b_{кр}$. Это можно учесть, заменив часть действительной ХОП участком $II-II'$, соответствующим $b = b_{кр}$. Таким образом, пользование фиктивной ХОП $2-II-II'-1$ дает те же результаты, что и использование методики выбора оптимального состава работающих агрегатов, рассмотренной выше. Именно при $b > b_{кр}$ используется ветвь $II'-1$ (агрегат включен), а при $b < b_{кр}$ — ветвь $2-II$ (агрегат

остановлен). При $b = b_{кр}$ локальные минимумы, соответствующие мощности P_1 и P_2 , равноценны. Если предстоит подъем нагрузки по графику, то следует выбирать P_1 , а если спад, то P_2 . Между локальными минимумами, т. е. при $P_2 < P < P_1$, издержки энергосистемы больше, чем в точках минимумов, поэтому работа в этой зоне невыгодна (нежелательная зона). Вместе с тем, как показано в § 2.3, перерасход от работы внутри нежелательной зоны незначителен, тем более что вследствие колебаний нагрузки энергосистемы длительная работа вблизи точек разрыва непрерывности ХОП, дающая наибольший перерасход, маловероятна. Ввиду этого в разработанных программах для ЭВМ специальных мер для предупреждения работы внутри нежелательной зоны не предусматривается, хотя принятие их не вызвало бы серьезных затруднений.

Издержки на пуск агрегатов учитываются проведением линии $II-II'$ на уровне $b'_{кр}$ (очевидно, можно привести ее и на уровень $b''_{кр}$).

Таким образом, можно построить эквивалентные ХОП и расходную характеристику, учитывающую оптимальный состав агрегатов для электростанции любого типа с любым числом агрегатов. Однако при планировании суточного режима энергосистем с помощью таких характеристик затрудняется учет ограничений по количеству

одновременно пускаемых агрегатов, по скорости набора нагрузки агрегатом после останова и т. п. Ввиду этого подобные характеристики целесообразно применять для ГЭС, для которых такие ограничения несущественны, а также для эквивалентных объектов (подсистем), методика построения которых описана в § 9.4.

9.4. МЕТОДИКА РАСЧЕТА ХАРАКТЕРИСТИК ЭКВИВАЛЕНТНЫХ ОБЪЕКТОВ (ГЕНЕРАТОРНЫХ ГРУПП)

Как показано в § 1.8, основой территориальной декомпозиции краткосрочной оптимизации режима ЕЭС СССР по активной мощности является энергетическое эквивалентирование. Сущность его состоит в выделении на начальных ступенях управления эквивалентных объектов (генераторных групп), состоящих из частей энергосистемы, включающих группу электростанций с соединяющей их сетью.

Каждая генераторная группа представляется эквивалентной характеристикой относительных приростов (ЭХОП) и расходной характеристикой, позволяющей при оптимизации режима энергообъединения, производящегося на вышестоящих ступенях диспетчерского управления (ОДУ, ЦДУ ЕЭС СССР), рассматривать ее как эквивалентную электростанцию. Поскольку суммарный расход условного топлива (издержки) нетрудно определить интегрированием ЭХОП, ниже будет рассматриваться только методика построения ЭХОП.

В случаях, когда электростанции, входящие в состав генераторной группы, связаны мощной сетью, потери в которой можно не учитывать, расчет ЭХОП сводится, как это показано в [10], к простому суммированию мощностей отдельных электростанций, соответствующим заданным значениям относительных приростов подобно тому, как это делалось в примере § 2.2 (см. табл. 2.1). В этом случае относительный прирост генераторной группы b_r^r , как и в случае одной электростанции, является функцией одной переменной — суммарной мощности электростанций генераторной группы:

$$P_r = \sum_{i \in r} P_i.$$

В более общем случае, когда потери в сети, соединяющей электростанции генераторной группы, необходимо учитывать, расчет ЭХОП также сводится к нахожде-

нию оптимальных мощностей всех электростанций $i \in r$ для ряда заданных значений относительного прироста b^* , но оптимизация в этом случае должна производиться с учетом потерь в сети по методике, описанной в § 9.1, по формуле

$$b_i = b^* (1 - \sigma_i), \quad (9.29)$$

где σ_i — относительный прирост потерь активной мощности, вычисляемый по формуле (см. гл. 8)

$$\sigma_i = \sum_{j \in r} \alpha_{ij} P_j + \sum_d \alpha_{id}^r P_d^r + \sum_f \alpha_{if}^n P_f^n + \sum_q \alpha_{iq} P_q + \alpha_{i0}. \quad (9.30)$$

В общем случае в состав сети, связывающей электростанции генераторной группы, могут входить слабые связи, которые могут перегружаться. Методика учета ограничений по нагрузкам ВЛ при расчете ЭХОП генераторной группы в настоящее время не разработана. Поэтому генераторные группы необходимо комплектовать из числа электростанций, соединенных достаточно мощными связями, перегрузка которых не ожидается. Это, разумеется, увеличивает число генераторных групп, которыми необходимо замещать реальные энергосистемы при оптимизации режима на уровнях ОДУ и особенно ЦДУ ЕЭС СССР. Однако и при этих условиях энергетическое эквивалентирование дает значительную (в 4—5 раз) экономию времени счета и объема исходной информации по сравнению с теми, которые потребовались бы при введении в расчет всех электростанций.

Из (9.29) и (9.30) следует, что значения σ_i , а следовательно, и построенная с их учетом ЭХОП генераторной группы зависят от ряда переменных, не относящихся к этой группе, в частности от мощностей P_d^r других генераторных групп, выделенных в данном энергообъединении, нагрузок P_f^n нагрузочных групп как данной, так и других подсистем, мощностей P_q межсистемных ВЛ, связывающих данную генераторную группу с другими. Описанный порядок расчета позволяет определить ЭХОП в виде зависимости $b_r^r = b^*(P_r^r)$. Таким образом, при расчете ЭХОП с учетом потерь в сети по формуле (9.29) значение относительного прироста $b_r^r = b^*$, соответствующее заданному значению P_r^r , становится функцией всех указанных переменных. В [24] показано, что основное влияние на $b_r^r = b^*$ оказывает P_r^r . Изменения остальных (вспомогательных) переменных, входящих

в (9.30), оказывают значительно меньшее влияние (только через изменения σ_i).

В связи с этим P_r^r выбирается в качестве главной переменной. Эквивалентная ХОП представлена в виде основной нелинейной части характеристики $b_r^r = f(P_r^r)$, вычисленной при некоторых произвольно заданных постоянных значениях всех переменных, кроме P_r^r , и рядом поправок к этой характеристике на отклонение указанных вспомогательных переменных от их значений, принятых при расчете нелинейной характеристики. Нелинейная часть характеристики задается рядом точек, т. е. пар значений b_r^r и P_r^r (обычно достаточно 5—10 точек). Таким образом, ЭХОП генераторной группы принимает вид:

$$b_r^r = f(P_r^r) + \sum_d \Delta b_d + \sum_f \Delta b_f + \sum_q \Delta b_q, \quad (9.31)$$

где Δb с индексами d, f, q — поправки к относительному приросту на отклонение мощностей соответственно d -й генераторной, f -й нагрузочной групп и q -й ВЛ от значений, принятых при расчете нелинейной части $f(P_r^r)$.

При выделении главной переменной P_r^r поправки Δb , зависящие только от вспомогательных переменных, как указано выше, невелики. Это позволяет вычислять их по линеаризованным выражениям вида

$$\Delta b_x = (\alpha_{0x} + \alpha_x P_r^r) (P_x - P_x^0), \quad (9.32)$$

где x — индекс, характеризующий переменную, для учета изменений которой вводится поправка (P_d, P_f, P_q); α_{0x} и α_x — коэффициенты; P_x^0 — значение P_x , принятое при построении нелинейной части характеристики (9.31).

Порядок расчета нелинейной части ЭХОП. Как уже указывалось, расчет нелинейной части ЭХОП производится при заданных значениях вспомогательных переменных $P_x = P_x^0$. Для уменьшения погрешностей расчета поправок Δb_x значения P_x^0 рекомендуется принимать средними для диапазона возможных изменений в течение периода времени, для которого предназначается ЭХОП. В частности, если ЭХОП строится отдельно для дневных и ночных периодов (например, для учета изменений оптимального состава агрегатов), то значения нагрузок энергосистем P_f^0 следует принимать разными для указанных периодов.

Дальнейший расчет нелинейной части ЭХОП производится путем оптимизации режима методом, изложенным в § 9.1, для ряда заранее заданных значений b^* .

В процессе расчета ЭХОП производится выбор оптимального состава работающих агрегатов. Для этого расчет начинается с наибольшего значения относительного прироста $b_{г,r} = b^*$. При этом предусматривается работа всех исправных агрегатов. В дальнейшем при переходе к расчету каждой новой точки ЭХОП (для сниженного значения b^*) производится проверка целесообразности останова агрегатов, для которых значения b_i , определяемые по формуле (9.29), меньше $b'_{i,кр}$ (т. е. значений $b_{кр}$, определяемых по методике § 9.3 с учетом расхода топлива на пуск агрегатов). Если условие $b_i < b_{кр}$ выполняется для нескольких агрегатов, проверка целесообразности остановки, как и в § 9.3, производится последовательно для одного агрегата за другим.

Учет времени простоя агрегатов в резерве. Как показано в § 9.3, значения $b'_{кр}$ зависят от времени простоя агрегата в резерве $t_{пр}$. При построении ЭХОП величина $t_{пр}$ заранее неизвестна. Однако при ее применении в программе оптимизации режима можно по времени суток и характеру графиков нагрузки судить, идет ли речь об останове на ночь (6—8 ч), до вечернего максимума (16—18 ч) или после вечернего максимума пятницы до утреннего максимума понедельника (около 55 ч). Наибольшие погрешности возникают при определении времени простоя на короткий срок (на ночь), но эти погрешности вызывают наименьшие погрешности в определении $B_{п}/t_{пр}$ и $b_{кр}$, так как при таком сроке простоя зависимость $B_{п}$ от $t_{пр}$ близка к линейной. При останове на длительный срок относительная погрешность определения $t_{пр}$ меньше, а сама величина $B_{п}/t_{пр}$ мала. Поэтому погрешность ее определения также незначительна.

Необходимо иметь в виду, что снижение нагрузки энергообъединения до величины, при которой имеет место $b_{г,r} = b'_{кр}$, может наблюдаться в различные периоды суток, например перед относительно длительным провалом нагрузки (на выходные дни или на ночь) и перед кратковременным ее снижением на время обеденных перерывов работы на предприятиях днем. В первом случае останов агрегатов на несколько часов и даже десят-

ков часов целесообразен. Во втором случае ввиду кратковременности снижения нагрузки агрегаты останавливать не следует.

Для учета этих обстоятельств следует строить отдельные ЭХОП для различных периодов (ночные часы, остальное время рабочих суток, выходные дни), учитывая при этом различное ожидаемое время простоя. Более подробные рекомендации по этому вопросу приведены в [18].

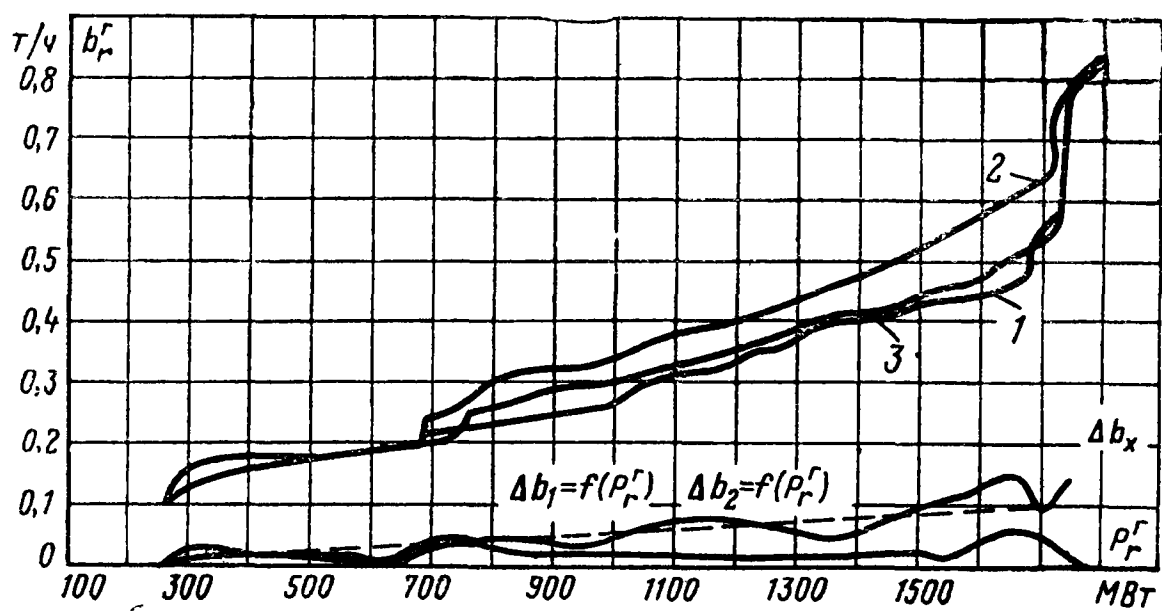


Рис. 9.7. Эквивалентная характеристика относительных приростов генераторной группы.

1 — $P_{Hf}=1500$ МВт, $P_q=0$, 2 — $P_{Hf}=900$ МВт; 3 — $P_{Hf}=1500$ МВт, $P_q=100$ МВт.

Расчет коэффициентов выражений для вычисления поправок Δb_x для каждой из вспомогательных переменных P_x производится путем расчета нелинейной части ЭХОП по описанной выше методике, но при измененном значении этой переменной: $P'_x = P^0_x + \Delta P_x$, где ΔP_x — заранее заданное приращение. Изменение P_x изменяет значения σ_i электростанций, входящих в состав генераторной группы, поэтому новая ЭХОП, как правило, отличается от исходной (соответствующей значению $P_x = P^0_x$). Это иллюстрируется рис. 9.7, на котором приведены ЭХОП, рассчитанные для нагрузок энергосистемы $P_f = 1500$ и 900 МВт и мощностей ВЛ, связывающей данную подсистему с остальным энергообъединением, $P_q = 0$ и 100 МВт.

Вычитая из ординат новой ЭХОП исходную, нетрудно определить нанесенные на рис. 9.7 кривые $\Delta b_x(P_r^r)$. Эти кривые могут быть аппроксимированы аналитическими выражениями, например полиномами. Однако ввиду

указанной выше незначительности поправок Δb_x в программах для ЭВМ принята линейная аппроксимация выражением (9.32). Следует заметить, что практика применения программы расчета ЭХОП показала, что в большинстве случаев значения Δb , соответствующие максимально возможному диапазону изменений P_x , оказываются значительно меньше, чем показано на рис. 9.7. Рисунок 9.7 приведен лишь для иллюстрации характера функций $\Delta b_x(P_r)$ при наибольших наблюдавшихся значениях Δb_x .

9.5. РЕАЛИЗАЦИЯ МЕТОДИКИ

На основании описанной выше методики ВНИИЭ и ВЦ ГТУ разработана программа расчета на ЭВМ 2-го и 3-го поколений оптимальных краткосрочных режимов энергосистем и энергообъединений по активной мощности.

Для построения ЭХОП генераторных групп разработано несколько вариантов программы В-1. Для оперативного планирования суточного режима энергообъединений по активной мощности разработана программа В-2, допускающая оптимизацию суточного режима энергообъединений, насчитывающего до 70 электростанций и эквивалентных объектов. Разработан также вариант программы В-2 для использования в ЦДУ ЕЭС СССР, дающий возможность вводить в расчет до 200 генераторных групп и до 100 контролируемых ВЛ.

Для уровней ОДУ и отдельных энергосистем разработана программа В-3, дающая возможность при оптимизации режима не только производить выбор оптимального состава работающих агрегатов с помощью ЭХОП, как программа В-2, но и выбирать по методике, изложенной в § 9.3, сроки пуска и останова индивидуальных агрегатов на электростанциях с учетом ограничений по времени их простоя и темпу загрузки после пуска.

Программы В-2 и В-3 могут применяться также для планирования недельного режима и для его внутрисуточной коррекции как на отдельные моменты времени, так и на оставшуюся часть периода T , для которого заданы изопериметрические условия. Для оперативной коррекции режима программы применялись лишь в экспериментальном порядке. Для систематического применения в этом режиме ведется разработка новых вариан-

тов программ, приспособленных для работы с информационной базой, наличие которой является непременным условием успешного проведения оперативной коррекции.

Предусматривается следующая схема взаимодействия разработанного комплекса программ серии В в иерархической системе диспетчерского управления ЕЭС СССР.

а) На нижних ступенях (энергосистемы) одновременно с передачей заявок на ремонт оборудования производится расчет по программе В-1 соответствующих этим заявкам ЭХОП эквивалентных объектов. Результаты расчета передаются в ОДУ. Последние после проверки, уточнения, а в необходимых случаях также до-расчета по программе В-1 недостающих ЭХОП укрупненных объектов передают материал в ЦДУ ЕЭС СССР.

б) В ЦДУ ЕЭС СССР рассчитывается оптимальный режим ЕЭС по программе В-2 с использованием ЭХОП эквивалентных объектов. Результаты расчетов в виде графиков нагрузок эквивалентных объектов и перетоков мощности между ними передаются соответствующим ОДУ.

в) Территориальные ОДУ детализируют заданный режим по программе В-2 или В-3, доводя его до эквивалентных объектов и крупнейших электростанций, находящихся в ведении ОДУ.

г) Энергосистемы детализируют заданные ОДУ суммарные графики мощности эквивалентных объектов по программе В-3 (с выбором оптимального состава агрегатов) и доводят задание до каждой электростанции.

При расчете оптимального суточного режима по указанной схеме помимо программ серии В используются и другие программы, описанные в настоящей книге. В частности, программы серии А используются для расчета ХОП отдельных электростанций, являющихся исходной информацией для расчетов по программам серии В. Для учета потерь в сети и расчета мощностей ВЛ при оптимизации режима по указанным программам используются эквивалентные характеристики электрической сети, рассчитываемые по программе Б-3 (см. гл. 8). Используются также результаты расчетов по программам прогноза нагрузок, устойчивости (для уточнения ограничений передачи по ВЛ), долгосрочных режимов (для определения изопериметрических условий, для плана ремонтов оборудования и т. п.). Таким образом,

для планирования суточных режимов привлекается сложный комплекс методов, алгоритмов и программ.

Опыт применения программ серии В в практике суточного планирования режима энергосистем и объединений энергосистем диспетчерскими службами показал их высокую эффективность. Они становятся инструментом, с помощью которого диспетчерским службам удастся обеспечить допустимость задаваемого ими режима в сложных условиях. Их применение дает значительную экономию издержек на топливо, которая, несмотря на то что возможности маневрирования мощностями существуют в настоящее время лишь в течение части суток, измеряется в масштабах ЦДУ ЕЭС СССР миллионами рублей в год.

Глава десятая

ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДОВ КРАТКОСРОЧНОЙ ОПТИМИЗАЦИИ ДЛЯ РЕШЕНИЯ КОМПЛЕКСНЫХ ЗАДАЧ И ДРУГИХ СМЕЖНЫХ ВОПРОСОВ

10.1. ПРИНЦИПЫ РЕШЕНИЯ СЛОЖНЫХ ЗАДАЧ С ПРИВЛЕЧЕНИЕМ КОМПЛЕКСА МЕТОДОВ И АЛГОРИТМОВ

Применение методов декомпозиции, рассмотренных в гл. 1, приводит к тому, что единая задача оптимизации режима энергосистем распадается на ряд отдельных подзадач, решаемых в разное время на разных территориальных уровнях узкими специалистами. Выработка рекомендаций по ведению режима энергосистем производится на основе решения этих подзадач и занимает значительное время.

Развитие автоматизированной системы диспетчерского управления дает возможность перейти от отдельных видов расчетов к комплексному решению задач диспетчерского управления на основе выполнения нескольких видов расчетов. Использование нескольких видов расчетов позволяет также уточнить решение, полученное с помощью приближенных методов. При этом, как показано в [24], рациональное применение комплексных алгоритмов позволяет получить решение при меньших затратах времени и памяти ЭВМ, чем решение всей задачи в один прием.

Создание комплексных алгоритмов требует надлежащей организации информационного обеспечения. Кроме того, методы и алгоритмы, входящие в комплекс, должны быть приспособлены для совместной работы. В настоящей книге рассматривается второй аспект (методологические требования).

Рассмотренные в гл. 9 задачи краткосрочной оптимизации режима энергосистем и энергообъединений являются примером комплекса, состоящего из нескольких алгоритмов — энергетического эквивалентирования (В-1), эквивалентирования электрической сети (Б-3), оптимизации режима на уровнях ЦДУ ЕЭС СССР (В-2), ОДУ и РЭУ (В-3) и использующего также результаты расчетов по другим методам (прогноз нагрузок, расчеты ХОП электростанций и др.).

Привлечение комплекса методов и алгоритмов требуется и для решения ряда задач, рассматриваемых ниже.

Как правило, комплекс составляется из основного алгоритма, обеспечивающего приближенное решение задачи, и дополнительных, привлекаемых для уточнения решения. В качестве основного обычно выбирается алгоритм оптимизации режима по активной мощности. Это объясняется тем, что для большинства видов расчетов (установившийся режим электрической сети, устойчивость и др.) в качестве исходной информации используются активные нагрузки электростанций, сведения о составе работающих агрегатов и другие данные, определяемые в результате применения этого алгоритма. Кроме того, расчеты оптимального режима по активной мощности выполняются сравнительно быстро и дают решения, близкие к оптимальным. Хотя в результате привлечения дополнительных алгоритмов эти решения могут измениться, они обычно являются хорошим начальным приближением, использование которого ускоряет расчеты.

Необходимо отметить, что разработка комплексов алгоритмов находится в начальной стадии и по описанным выше комплексам произведены расчеты преимущественно опытного характера.

10.2. КОМПЛЕКСНАЯ ОПТИМИЗАЦИЯ РЕЖИМА ЭНЕРГОСИСТЕМ ПО ВСЕМ ПЕРЕМЕННЫМ

Описанные в [38, 44, 75] методы комплексной оптимизации режима по всем переменным (активные и реак-

тивные мощности, напряжения в узлах, коэффициенты трансформации трансформаторов) не нашли практического применения главным образом ввиду необходимых для их работы неприемлемых затрат машинного времени. На имеющихся в диспетчерских службах ЭВМ расчет суточного режима для упрощенного примера (до 10 электростанций, сеть объемом до 50 узлов) без выбора оптимального состава агрегатов занимает несколько часов. Неприемлемо велик также объем требующейся исходной информации, значительная часть которой (активные и реактивные нагрузки потребителей каждого узла электрической сети) в большинстве энергосистем вообще отсутствует.

Разработанная авторами методика предусматривает решение поставленной задачи с помощью комплекса программ, состоящего из программы оптимизации режима по активной мощности В-2 или В-3 (см. § 9.5) и программы комплексной оптимизации мгновенного режима по всем переменным В-2 (см. § 7.8).

Взаимодействие программ организовано таким образом, чтобы возложить наибольшую часть работы на более простой и быстро работающий алгоритм оптимизации режима по активной мощности. С этой целью процесс оптимизации подразделяется на два этапа.

На первом этапе производится оптимизация режима только по активной мощности (программа В-2 или В-3). На этом этапе учитываются ограничения по активным мощностям, изопериметрические условия, в частности по ГЭС, выбирается оптимальный состав агрегатов и т. д., т. е. решаются все вопросы, требующие многократного пересчета режима.

Как правило, найденное на этом этапе распределение активных мощностей между энергообъектами, выбранный состав работающих агрегатов близки к оптимальному. Некоторые неточности, вызванные главным образом зависимостью относительных приростов потерь активной мощности σ_i от режима электрической сети (напряжения, реактивные мощности, коэффициенты трансформации трансформаторов), имеют место лишь в части энергосистемы, содержащей протяженные сильно загруженные ВЛ.

В связи с этим задачей второго этапа является дооптимизация (уточнение) решения, найденного на первом этапе путем оптимизации режима по всем переменным

(программа Б-2). Одновременно на этом этапе определяются оптимальные значения переменных, характеризующих режим электрической сети. В соответствии со сказанным выше дооптимизация необходима лишь для некоторых моментов времени (часов) и для части электрической сети (сеть наиболее высокого напряжения, перегруженные участки, сети, участки, на которых можно ожидать затруднений при регулировании напряжения и т. п.). В случае, если дооптимизация вызывает существенное отклонение активных мощностей объектов от найденных на первом этапе, принципиально возможна [24] новая оптимизация по активной мощности для уточнения оптимального состава работающих агрегатов и режима ГЭС с последующей дооптимизацией.

При недостатке времени для дооптимизации входящую в комплекс программу Б-2 можно применить в режиме устранения нарушений ограничений (ввода режима в допустимую область), что, как показано в гл. 7, значительно уменьшает время счета и вместе с тем предупреждает нарушение ограничений (если наложенные ограничения совместны).

Комплексная оптимизация по всем переменным в два этапа согласно описанным принципам требует в десятки раз меньшего времени для расчета, чем комплексная оптимизация для всей энергосистемы в один прием при практически одинаковой точности решения. Уменьшается до приемлемых размеров и объем исходной информации.

После завершения работ по созданию информационного обеспечения комплекса его можно будет рекомендовать для практических расчетов.

10.3. ДООПТИМИЗАЦИЯ РЕЖИМА ГЭС С УЧЕТОМ НЕУСТАНОВИВШЕГОСЯ ДВИЖЕНИЯ ВОДЫ В НИЖНИХ БЬЕФАХ

Как и в § 10.2, на первом этапе расчета оптимизация производится приближенно при допущении постоянства напора всех ГЭС по программе В-2 или В-3. При этом выдаются полученные расчетом суточные графики мощности всех ГЭС, нагрузок контролируемых ВЛ, а также относительных приростов ТЭС $b_j(t)$, приведенных с учетом потерь и ограничений к узлам эквивалентной схемы электрической сети, в которых расположены ГЭС.

На втором этапе расчета производится дооптимизация режимов ГЭС с учетом изменений напора из-за нестационарных явлений. Дооптимизация производится по разработанной во ВНИИЭ и ВЦ ГТУ под руководством Е. В. Цветкова программе [2]. Алгоритм дооптимизации основан на допущении, что изменения режима ГЭС не влекут изменения графиков относительных приростов $b_j(t)$. После уточнения режима ГЭС вновь производится оптимизация режима остальных объектов по программе В-2 (В-3). Если при этом графики $b_j(t)$ существенно изменятся, вновь в итеративном порядке производится дооптимизация ГЭС и затем оптимизация режима остальных объектов по программе В-2 (В-3). Как показал опыт расчетов [2], итерации быстро сходятся и необходимости во второй, а тем более третьей корректировках режима ГЭС (дооптимизации) обычно не бывает.

По программе дооптимизации производились расчеты практического назначения, показавшие эффективность методики.

10.4. МЕТОДИКА СРАВНЕНИЯ ИЗДЕРЖЕК НА ТОПЛИВО ПРИ РАЗЛИЧНЫХ РЕЖИМАХ РАБОТЫ ЭНЕРГОСИСТЕМ И ЭНЕРГООБЪЕДИНЕНИЙ

Сравнение эксплуатационных издержек энергосистем и энергообъединений при их работе в различных режимах необходимо для решения широкого круга задач, к числу которых относятся: расчеты изменений технико-экономических показателей энергопредприятий, вызываемых изменениями вышестоящими диспетчерскими службами режима межсистемного обмена мощностью и энергией, оценка изменений издержек вследствие изменений графиков нагрузки потребителей, водности рек, питающих гидроэлектростанции и т. п. Так как изменение режима энергопредприятия влияет практически только на расход условного топлива и издержки на топливо, сравнению подлежат только эти факторы.

Сравнение издержек для любого момента времени сводится к определению разницы издержек $\Delta I_{r,k}$ в сравниваемых режимах. При необходимости сравнения издержек для большего числа вариантов режима целесообразно любой из них принять за базисный (индекс «б») и для каждого из остальных (например, k -го) вы-

числять:

$$\Delta I_{k,6} = I_k - I_6. \quad (10.1)$$

Тогда для любой пары режимов $\Delta I_{r,k} = \Delta I_{r,6} - \Delta I_{k,6}$.

В случае, если в сравниваемых вариантах различаются режимы ГЭС или ТЭС с заданным на некоторый период расходом топлива, в качестве базисного обязательно следует выбирать оптимальный вариант, т. е. вариант, в котором для этого периода во все часы выдерживается условие $\lambda_i = \text{const}$. Если в числе сравниваемых вариантов такой режим отсутствует, его необходимо рассчитать по программе оптимизации режима по активной мощности В-2 или В-3 (см. § 9.5).

Разницу издержек за любой период времени T можно определить суммированием значений ΔI за отдельные моменты времени (часы): $\Delta I^T = \sum_{t \in T} \Delta N^t$. Аналогич-

ным образом можно рассчитать и разницу расходов топлива ΔB^T и ΔB^t за любой момент времени t и за период T .

Значения ΔI и ΔB обычно малы по сравнению с полными издержками I или расходами топлива B для сравниваемых режимов. Поэтому для обеспечения приемлемой точности расчета этих разностей по формуле (10.1) пришлось бы вычислять эти издержки с большой точностью. Однако исходная информация, которой располагают энергосистемы, позволяет производить такие вычисления только с заметными погрешностями. Один из источников этих погрешностей вызван тем, что диспетчерские службы энергосистем располагают оперативной информацией об активных нагрузках энергосистем, включающей также потери активной мощности в сети. Поэтому при расчете вариантов режимов нет возможности определить изменение потерь, и вся нагрузка энергосистемы, включая потери, приближенно принимается постоянной. Вызываемые этим погрешности невелики и не выходят за пределы погрешностей прогноза нагрузок. Поэтому при оперативном планировании режима они допустимы. Однако они совершенно неприемлемы при расчете разницы издержек по формуле (10.1). В частности, в приложении к [24] показано, что такой расчет приводит к явно ошибочному выводу, будто издержки при режиме, рассчитанном путем оптимизации с учетом потерь

в сети, выше, чем при неучете потерь. Это объясняется тем, что при оптимизации без учета потерь увеличивается загрузка электростанций с малым относительным приростом, что дает экономию топлива, а необходимость дополнительного расхода топлива на увеличение суммарной мощности электростанций для покрытия увеличения потерь не принимается во внимание. Дополнительным источником погрешностей при расчете издержек за период T является приближенный учет интегральных (изопериметрических) ограничений по расходу энергоресурсов. В результате в сравниваемых режимах расходы воды для ГЭС (топлива для ТЭС с заданным расходом) за период T могут значительно (на 3—5%) отличаться, что искажает результаты сравнения.

Для повышения точности и обоснованности сравнения в основу разработанной методики положен непосредственный расчет разницы издержек (без вычисления полных издержек в каждом варианте) по следующей формуле (аналогичной формуле полного дифференциала):

$$\Delta I_{k, \delta} \approx \sum_i \frac{\partial I}{\partial P_i} \Delta P_{i, k, \delta} = \sum_i \bar{a}_i \Delta P_{i, k, \delta}, \quad (10.2)$$

где $\Delta P_{i, k, \delta} = P_{i, k} - P_{i, \delta}$ — разница мощностей i -го объекта в сравниваемых k -м и базисном режимах; $\bar{a}_i$ — среднее значение i -й составляющей вектор-градиента в этих режимах, причем

$$\bar{a}_i = \frac{a_{i, k} + a_{i, \delta}}{2}. \quad (10.3)$$

Все величины, входящие в (10.2) и (10.3), рассчитываются при оптимизации режима по методике, изложенной в гл. 9. Если в числе сравниваемых режимов имеются режимы, полученные без оптимизации, значения $a_{i, k}$ для них нетрудно рассчитать по той же методике. Необходимое для этого время меньше, чем время, затрачиваемое на одну итерацию оптимизации.

Учет неодинакового состава работающих агрегатов. Формула (10.2) выведена в предположении одинакового состава работающих агрегатов в сравниваемых режимах. При неодинаковом составе работающих агрегатов необходимо рассчитать вспомогательный базисный режим δ_1 , имеющий тот же состав работающих агрегатов, что и режим k , а в остальном совпадающий с режи-

мом б. Тогда, очевидно,

$$\Delta I_{k, б} = \Delta I_{k, б_1} + \Delta I_{б, б_1}. \quad (10.4)$$

Составляющая $\Delta I_{б, б_1}$ рассчитывается по формуле

$$\Delta I_{б, б_1} = \sum_i \alpha_i B_{i, з}, \quad (10.5)$$

где $B_{i, з}$ — экономия топлива от останова (пуска) агрегата на i -й ТЭС во вспомогательном базисном (а, следовательно, и k -м) режиме.

Поправки на неточность соблюдения изопериметрических условий в сравниваемых режимах. Как показано в [24, 41], если в сравниваемых режимах расход условного топлива для j -й ТЭС за период T отличается от заданного на $\Delta B^T_{j, k, б}$ или расход воды для j -й ГЭС — на $\Delta W_{j, k, б}$, то к $\Delta I_{k, б}$, рассчитываемому по изложенной выше методике, необходимо добавить соответственно дополнительные члены вида

$$\Delta I^T_{j, k, б} = \lambda_j \Delta B^T_{j, k, б}; \quad (10.6)$$

$$\Delta I^T_{j, k, б} = \lambda_j \Delta W^T_{j, k, б}. \quad (10.6a)$$

С учетом отмеченных выше условностей при учете потерь в сети, трудности точного соблюдения изопериметрических условий и др. изложенная методика сравнения издержек, основанная на непосредственном вычислении разницы издержек, является в настоящее время единственной, обеспечивающей приемлемую точность расчета.

Изложенная методика положена в основу разработанных ВНИИ и ВЦ ГТУ программ для Э-1 ЭВМ 2-го поколения и «Анализ» для ЭВМ 3-го поколения, нашедших практическое применение при анализе итогов выполнения плана энергопредприятиями, оценке работы персонала по ведению оптимального режима, составлении методов оптимизации для выбора наиболее подходящего в данных условиях и т. п.

10.5. ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДОВ ОПТИМИЗАЦИИ ДЛЯ ДОЛГОСРОЧНОГО ПЛАНИРОВАНИЯ, КОРРЕКЦИИ И АНАЛИЗА ОСНОВНЫХ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ЭНЕРГОПРЕДПРИЯТИЙ

В настоящее время основные технико-экономические показатели энергопредприятий (выработка электроэнер-

гии, перетоки между энергосистемами, удельные расходы условного топлива и др.) задаются преимущественно статистическими методами. Показатели задаются вне связи с каким-либо режимом и оценка деятельности предприятий производится по степени выполнения этих показателей. В результате, если в планируемом периоде происходят изменения, которые вызывают резкое изменение режима по сравнению с режимами, имевшими место в периоды, к которым относятся статистические данные (ввод новых агрегатов на электростанциях, новых мощных ВЛ, резкие изменения водности рек, питающих ГЭС), выполнение задаваемых диспетчерскими службами оптимальных режимов работы приводит к невозможности для отдельных энергопредприятий выполнять заданный план. В таких случаях эти предприятия не по своей вине попадают в тяжелое положение и диспетчерские службы вынуждены отклоняться от оптимального режима, чтобы дать возможность энергопредприятиям выполнить план, что приводит к существенному перерасходу топлива и издержек. Допускаемая в последние годы коррекция планов в процессе их выполнения не всегда исправляет положение по ряду причин, в том числе потому, что такие показатели, как удельные расходы условного топлива, не корректируются. Кроме того, коррекция плана производится лишь тогда, когда она выгодна энергопредприятиям. При этом не проводится разделение причин изменения показателей на зависящие от данного энергопредприятия и на обусловленные изменениями режима, в том числе по распоряжениям вышестоящих диспетчерских служб. В результате коррекция плана нередко приводит к тому, что плохая работа энергопредприятий остается невыявленной и перекрывается при коррекции плана. В то же время в числе передовых оказываются энергопредприятия, хорошие показатели которых обусловлены только благоприятным для них изменением режима.

Описанное положение снижает заинтересованность энергопредприятий в улучшении обслуживания оборудования, т. е. в действительном улучшении работы.

В целях улучшения положения ВНИИЭ и ВЦ ГТУ [42] разработан комплекс программ для ЭВМ 3-го поколения — оптимального планирования (программа «План-1»), коррекции (программа «Кор-1») и анализа (программа «Анализ-1», описанная в § 10.4).

Для уменьшения расхождений между планом и оптимальными режимами, разрабатываемыми оперативно, программа «План-1» предусматривает разработку плана на основании расчетов по программе В-2 или В-3 (см. § 9.5) оптимального режима (с учетом потерь в сети и режимных ограничений) для типовых суточных графиков нагрузки характерных дней (рабочий, суббота, воскресенье, понедельник) каждого месяца планируемого периода (год, квартал). Всего таким образом для планирования на год производятся расчеты оптимального режима для 48 типовых суток (при некотором снижении точности число характерных суток и число точек, которыми представляется суточный график нагрузки, можно сократить). Удельные и полные расходы топлива рассчитываются по типовым оптимальным режимам с помощью нормативных характеристик основного оборудования.

Важной принципиальной особенностью методики является то обстоятельство, что все технико-экономические показатели плана задаются совместно с режимом, для которого они рассчитаны, и показатели режима (типовые графики нагрузок энергообъектов) рассматриваются как неотъемлемая часть плана. Изменение вышестоящей диспетчерской службой режима по сравнению с запланированным является основанием для коррекции всех зависящих от режима показателей плана независимо от того, выгодна эта коррекция для энергопредприятия или нет. В частности, в результате работы программы «Анализ-1» может быть установлено, что энергопредприятие сэкономило топливо, несмотря на то что удельный расход топлива выше планового, так как это повышение может быть обусловлено ухудшением графика нагрузки (глубокая разгрузка на ночь ниже графика, предусматривавшегося при планировании, большое число остановов и пусков агрегатов). Вместе с тем может быть обнаружен перерасход топлива по вине энергопредприятия, у которого удельный расход топлива ниже планового, так как при фактических графиках нагрузки и соблюдении нормативных характеристик оборудования расчетный удельный расход должен быть еще ниже.

По программам «План-1», «Кор-1» и «Анализ-1» ведутся расчеты практического назначения.

Планирование потерь активной мощности и электро-

энергии в транзитной электрической сети. Планирование и прогноз потерь активной мощности в сети в настоящее время производятся исключительно статистическими методами. Это дает удовлетворительные результаты для распределительных сетей, но вызывает существенные погрешности для основной сети энергосистем, через которую осуществляется параллельная работа электростанций и энергосистем. Такую сеть мы будем называть транзитной.

Потери в транзитной сети существенно зависят от режима работы электростанций и энергосистем, входящих в объединение, и межсистемных перетоков. Поскольку в результате ряда обстоятельств (ввод новых электростанций и ВЛ, топливная конъюнктура) этот режим может резко изменяться, надежные результаты даст лишь планирование потерь на основе расчетов установившегося режима электрической сети для планируемого периода. Вместе с тем производство большого количества таких расчетов (например, для каждого часа суточных графиков нагрузки характерных дней, выбираемых при расчете плана по программе «План-1», потребовало бы неприемлемых затрат машинного времени (при 48 характерных днях в году нужно было бы произвести $48 \times 24 = 1152$ расчета установившегося режима) и огромного объема исходной информации.

В связи с этим разработанная ВНИИЭ и ВЦ ГТУ методика планирования потерь в транзитной сети [42] предусматривает расчет установившегося режима электрической сети по программе Б-6 (см. гл. 6) или оптимального режима по программе Б-2 (см. гл. 7) лишь для нескольких (4—8 в году) точек характерных графиков нагрузки, например для часов минимума и максимума, рабочего и выходного, зимнего и летнего дней. Каждый такой режим будем называть базовым. При расчете каждого базового режима определяются потери активной мощности π_6 во всей сети и составляющие их по районам и элементам сети (ВЛ, трансформаторы и т. п.).

Для расчета потерь мощности для любой точки (часа) характерного суточного графика нагрузки определяется изменение потерь мощности $\Delta\pi_{\tau,6}$ по сравнению с потерями π_6 в ближайшем по суммарной мощности энергосистемы и соответствующем типу дня (рабочий, выходной, зимой, летом) базовом режиме. Расчет $\Delta\pi_{\tau,6}$

производится по формуле

$$\Delta\pi_{\tau, \delta} = \sum_i \bar{\sigma}_i \Delta P_i, \quad (10.7)$$

где $\bar{\sigma}_i$ — среднее значение относительного прироста потерь i -го объекта (электростанции, генераторной или нагрузочной группы) для базового и рассчитываемого режимов; ΔP_i — разница мощностей указанного объекта в обоих режимах.

Таким образом, нетрудно определить потери мощности $\pi_{\tau} = \pi_{\delta} + \Delta\pi_{\tau, \delta}$ в любой час характерного графика нагрузки энергосистемы, и, суммируя $\pi_{\tau, \delta}$ по всем часам характерных суток, нетрудно определить потери энергии во всем планируемом периоде.

Описанная методика планирования потерь включена в программу «План-1» и работает совместно с ней. Мощность P_i и соответствующие значения σ_i , необходимые для расчета σ_i и ΔP_i , входящих в (10.7), определяются при оптимизации режима по программам В-2 (В-3), входящим в качестве модулей в программу «План-1», с помощью матриц сетевых коэффициентов, рассчитываемых по программе Б-3 (см. гл. 8). Таким образом, затрат времени для расчета этих значений не требуется. Необходима лишь выборка из памяти ЭВМ значений σ_i и P_i , уже рассчитанных при работе программы «План-1».

Время, необходимое для расчета $\Delta\pi_{\tau, \delta}$ по формуле (10.7) и π_{τ} , а также потерь электроэнергии, незначительно.

Программа планирования потерь в сети по описанной методике включена в качестве модуля в состав программы «План-1». Таким образом, последняя представляет собой весьма сложный комплекс, включающий программы В-2 (В-3), Б-3 и программу планирования потерь и использующий также результаты расчета по многим другим программам (расчеты характеристик ТЭС, прогнозы нагрузок, расчеты оптимального долгосрочного режима ГЭС, расчеты плана капитальных ремонтов основного оборудования и т. п.).

10.6. НЕКОТОРЫЕ ДРУГИЕ ОБЛАСТИ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДОВ ОПТИМИЗАЦИИ РЕЖИМОВ ЭНЕРГОСИСТЕМ

Расчеты тарифов на электроэнергию и мощность. Как показано в [14, 22], одно из основных требований к тарифам на электроэнергию, отпускаемую потребителям, состоит в том, чтобы при изменении режима потребления добавочная плата (или снижение оплаты) соответствовала дополнительным издержкам энергосистемы, вызванным этими изменениями. Только при выполнении этого требования технико-экономические расчеты, производимые потребителями и проектными организациями различных министерств и ведомств для оценки экономической эффективности мероприятий по улучшению режима электропотребления (в частности, путем перевода предприятий потребителей на работу в режиме выравнивания графиков нагрузок энергосистем), дают правильные с народнохозяйственной точки зрения результаты.

Методика разработки тарифов, удовлетворяющих указанному требованию, основанная на методах оптимизации режимов энергосистем, изложена в [14, 22].

10.7. ПРОЕКТИРОВАНИЕ РАЗВИТИЯ ЭНЕРГОСИСТЕМ

Оптимизация развития энергосистем является гораздо более сложной задачей, чем оптимизация эксплуатационных режимов, рассматриваемая в настоящей книге, а методы решения этой задачи разработаны в меньшей степени. Поэтому в настоящее время сохраняет значение сравнение вариантов развития энергосистемы, при разработке которых могут быть использованы опыт и интуиция проектанта.

При сравнении вариантов наибольшие затруднения вызывает оценка разницы издержек на топливо, особенно когда сравниваются варианты ввода объектов, режимы работы которых существенно различаются.

К таким случаям относятся, например, варианты ввода базисных и пиковых электростанций, потребителей-регуляторов нагрузки энергосистем и др. Главный источник затруднений состоит в том, что в сравниваемых вариантах отличаются режим работы и издержки не только на вновь вводимых объектах, но и на объектах, состав которых во всех вариантах одинаков. Поэто-

му приходится определять разницу издержек во всей энергосистеме (энергообъединении) в целом. Очевидно, что в каждом из вариантов режим работы всех объектов должен быть оптимальным для данного варианта. Поэтому методы оптимизации должны применяться прежде всего для определения оптимального режима.

Расчет разницы издержек путем сравнения полных издержек по каждому из сравниваемых вариантов не дает удовлетворительных результатов по причинам, указанным в § 10.4. Следует заметить, что изложенные в этом параграфе недостатки в данном случае возрастают, так как мощности объектов, которыми различаются сравниваемые варианты, часто бывают незначительными по сравнению с мощностью всей энергосистемы (энергообъединения). В этих случаях разница полных издержек в сравниваемых вариантах может составлять доли процента и расчет ее как разницы больших и приближенно определяемых значений полных издержек дает совершенно неудовлетворительные результаты.

Поэтому в основу сравнения вариантов положена методика непосредственного вычисления разницы издержек, близкая к изложенной в § 10.4.

КОМПЛЕКСЫ ПРОГРАММ ДЛЯ РАСЧЕТА НА ЭВМ ОПТИМАЛЬНЫХ РЕЖИМОВ ЭНЕРГОСИСТЕМ

На основании изложенной в настоящей книге методики разработаны программы расчета оптимальных режимов энергосистем. Большинство программ предназначено для применения на всех уровнях иерархической схемы диспетчерского управления [ЦДУ ЕЭС СССР, территориальные ОДУ, районные энергоуправления (РЭУ)], где они и применяются для промышленной эксплуатации.

Программы, разработанные для ЭВМ 2-го и 3-го поколений, сгруппированы в перечисленные ниже группы (комплексы).

Взаимодействие комплексов при расчете оптимальных режимов показано на рис. П.1: А — комплекс программ подготовки эквивалентных характеристик ТЭС; Б — комплекс расчета режима электрической сети и подготовки матриц сетевых коэффициентов; В — комплекс расчета оптимального режима энергосистемы.

Результаты расчетов по комплексам А и Б поступают в качестве исходной информации в программы комплекса В.

Результаты работы программы В-1 (эквивалентные характеристики энергосистем) передаются на верхний уровень как исходная информация для программы В-2. Результаты расчетов по программе В-2 (графики нагрузок электростанций и энергосистем) передаются на нижний уровень как исходная информация для программы В-3.

Комплекс программ для расчета оптимального режима и эквивалентных характеристик тепловых электростанций (ТЭС) (программы серии А) предназначен для использования в практике работы ОДУ и РЭУ. В результате расчета определяются эквивалентные характеристики относительных приростов (ХОП) и эквивалентные расходные характеристики тепловой электростанции. При расчете учитывается расход электроэнергии на собственные нужды. Рассчитанные характеристики ТЭС являются исходными для расчетов оптимального режима энергосистем и энергообъединений по активной мощности (см. гл. 9 и 10).

Кроме того, для каждой точки эквивалентных характеристик рассчитывается оптимальное распределение нагрузок между основными агрегатами ТЭС (котлы, турбогенераторы, РОУ). Это позволяет использовать результаты расчета для назначения оптимального режима ТЭС, т. е. оптимального распределения нагрузок (для ТЭЦ — тепловых и электрических) при любой заданной суммарной электрической нагрузке.

Программы комплекса позволяют рассчитать эквивалентные характеристики и оптимальный режим ТЭС с любым количеством агрегатов и коллекторов (паропроводов), встречающимся на практике.

Комплекс программ включает в себя программы расчета эквивалентных характеристик конденсационной ТЭС (программа АК) и теплоэлектроцентрали (программа АТ) и набор сервисных программ, позволяющих организовать хранение необходимой исходной информации в базе данных, поддерживать эту информацию в рабочем состоянии, выбирать из базы данных необходимую для конкретного расчета исходную информацию и организовывать расчеты по программам АК или АТ.

Программа АК позволяет рассчитать оптимальный режим и эквивалентные характеристики конденсационной тепловой электростанции, имеющей несколько общих не связанных между собой коллекторов острого пара.

Для каждой группы котлов, работающих на один коллектор, (котельная установка) на основании правила равенства относительных приростов (см. гл. 2) строятся эквивалентные характеристики — характеристика относительных приростов и расходная характеристика. Для каждой группы турбогенераторов, связанных с одним коллектором (турбинная установка), на основании правила «загрузки по клапанам» (см. гл. 2 и 4) рассчитываются эквивалентные характеристики — расходная характеристика и характеристика относительных приростов. По эквивалентным характеристикам котельных и турбинных установок для каждого коллектора строятся эквивалентные характеристики части станции; относительный прирост рассчитывается для минимальной и максимальной нагрузок части станции и для нагрузок, соответствующих характерным точкам ХОП турбинной установки. По эквивалентным характеристикам частей станции на основании правила равенства относительных приростов рассчитываются эквивалентные характеристики станции в целом.

Программа АТ предназначена для расчета эквивалентных характеристик и оптимального режима ТЭС с тепловой схемой любой сложности. Методика расчета изложена в гл. 5. Расчет производится для заданных значений отпуска тепла от каждого коллектора станции.

Задача решается для серии заданных с определенным шагом значений относительного прироста энергосистемы b_c . При каждом значении b_c рассчитывается оптимальный режим ТЭС и определяется суммарная электрическая нагрузка. При этом оптимальным образом распределяются между основными агрегатами не только электрические, но и тепловые нагрузки, в частности определяется выгодность покрытия тепловых нагрузок через РОУ и от пиковых котлов, учитываются ограничения по максимальной и минимальной нагрузкам всех агрегатов.

Турбина с отборами пара представляется в виде каскадного (последовательного) соединения ее отдельных частей (отсеков), рассматриваемых как самостоятельные турбины с противодавлением (ЧВД и ЧСД) и как конденсационная турбина (ЧНД). На режим агрегатов, образующих одну турбину с отборами, накладываются дополнительные ограничения: по суммарной генерируемой мощности и по отборам.

Изменения вакуума конденсационных турбин (отсеков) при изменении нагрузки учитываются в характеристиках последних. Отдельно учитывается взаимное влияние режима на вакуум в конденсаторах нескольких турбин, работающих на общий охладитель (градирню).

Комплекс программ для расчетов установившегося и оптимального режимов электрической сети (программы серии Б) предназначен для расчетов установившегося (см. гл. 6) и оптимального (см. гл. 7) режимов электрической сети, а также для расчета эквивалентных характеристик электрической сети (см. гл. 8), используемых в других программах (см. гл. 9).

Расчеты по программам комплекса производятся на всех уровнях иерархической структуры диспетчерского управления и на всех временных уровнях.

Программа Б-6 предназначена для расчета установившегося режима электрической сети. Она дает информацию об уровнях напряжения в узлах сети, о потоках активной и реактивной мощностей в ветвях эквивалентной схемы сети, о потерях в сети и т. п. При несовместности заданных условий с ее помощью находится ближайший к заданным условиям осуществимый режим, определяется характер нарушений с указанием части системы, где они имеют место. Программа помогает также наметить пути ввода режима в область существования.

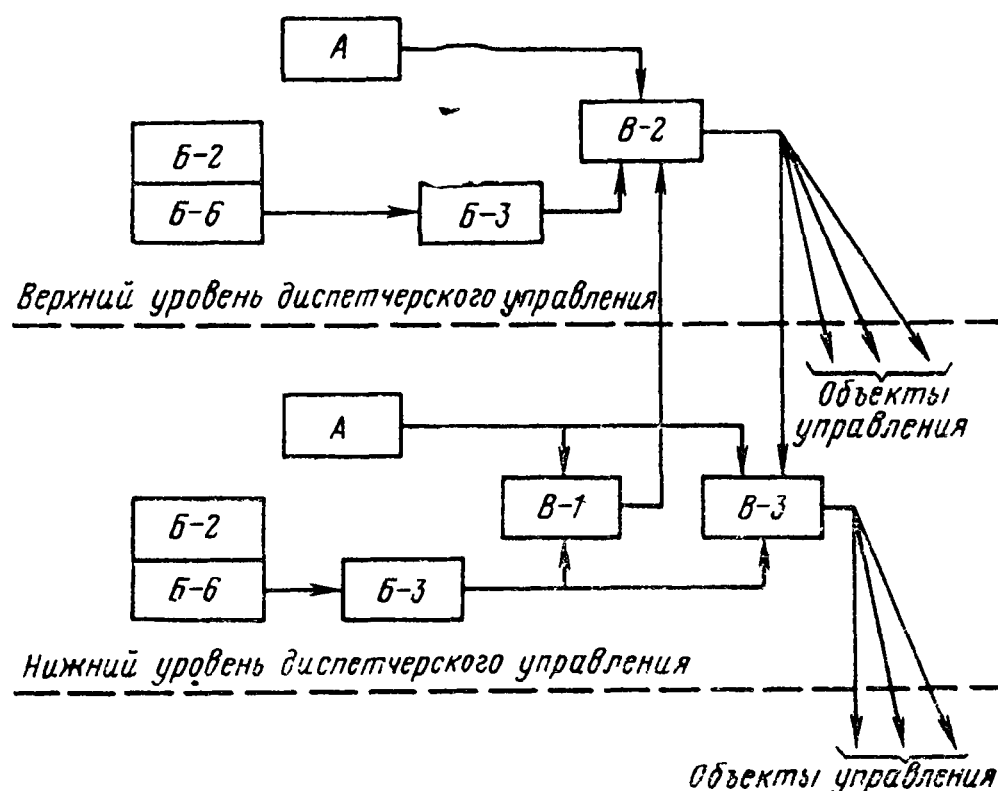


Рис. П.1. Схема взаимодействия комплекса программ планирования суточного режима энергосистемы.

В программе Б-6 реализована методика расчета установившегося режима, изложенная в гл. 6; предусмотрен также учет ограничений по реактивной мощности источников в узлах с заданным модулем напряжения.

Программа Б-2 расчета оптимального режима электрической сети позволяет:

а) рассчитать установившийся режим электрической сети с оптимизацией его по напряжениям, реактивным мощностям и коэффициентам трансформации трансформаторов;

б) дооптимизировать мгновенный режим энергосистемы (энергообъединения) по всем переменным, т. е. по активным и реактивным мощностям источников, напряжениям и коэффициентам трансформации трансформаторов.

Критерий оптимальности режима электрической сети — минимум потерь активной мощности в сети при соблюдении заданных ограничений в форме равенств и неравенств. Независимые переменные оптимизации — напряжения или реактивные мощности источников и коэффициенты трансформации регулировочных трансформаторов (в том числе комплексные). Критерий оптимальности режима энергосистемы (энергообъединения) — минимум суммарного расхода топлива либо суммарных издержек на топливо при соблюдении заданных ограничений. Независимые переменные дооптимизации те же,

что и при расчете оптимального режима электрической сети, плюс активные мощности станций

В программе предусмотрен учет ограничений по реактивной мощности источников, по напряжениям узлов сети, в том числе не имеющих собственных средств регулирования напряжения, по коэффициентам трансформации трансформаторов, имеющих устройства регулирования под нагрузкой, по пропускной способности линий электропередач и т. п. При оптимизации режима электрической сети учитываются потери активной мощности на корону в линиях электропередачи 330 кВ и выше, потери активной мощности в источниках, а также дискретность изменения коэффициентов трансформации трансформаторов.

Программа Б-2 позволяет провести расчет при любых заданных условиях, в том числе и при их несовместности. В последнем случае в результате расчета определяется режим с минимальными отклонениями от заданных ограничений. Методика оптимизации, используемая в программе, описана в гл. 7.

С помощью программы Б-2 определяется оптимальная нагрузка источников реактивной мощности, оптимальные значения коэффициентов трансформации трансформаторов и оптимальные значения напряжений узлов.

Программа Б-3 предназначена для расчета матриц коэффициентов линеаризованных выражений частных производных от потерь активной мощности в сети (относительных приростов потерь) и нагрузок линий электропередачи. Программа позволяет также определить частные производные от потерь в отдельных районах сети, необходимые для расчета потерь при планировании режимов энергосистем.

Программа Б-3 производит:

- а) расчет производных от потерь активной мощности в электрической сети энергосистемы или в ее районе для генераторных и нагрузочных групп для одного, двух, трех или четырех режимов;
- б) расчет коэффициентов распределения для линий электропередачи или для групп линий;
- в) расчет коэффициентов линеаризованных выражений для определения производных от потерь активной мощности в сети или в ее районе.

В программе Б-3 реализована методика расчета матриц сетевых коэффициентов (см. гл. 8).

Комплекс программ для расчета оптимального режима энергосистем и энергообъединений по активной мощности (программы серии В) предназначен для расчетов оптимального режима энергосистем по активной мощности при краткосрочном (преимущественно суточном) планировании режима с учетом потерь активной мощности в сетях, с выбором режима ГЭС и учетом режимных ограничений. Реализована методика, изложенная в гл. 9.

Программы используют в качестве исходной информации характеристики относительных приростов, рассчитанные по программам серии А, и матрицы коэффициентов для расчета относительных приростов потерь в сети, рассчитанные по программе Б-3.

Программа В-1 предназначена для расчета эквивалентных характеристик относительных приростов (ЭХОП) подсистем (генераторных групп). В состав каждой подсистемы включаются все или часть электростанций энергосистемы (объединенной энергосистемы) с соединяющей их электрической сетью и питающимися от нее по-

требителями, образующими нагрузочную группу. При расчете оптимального режима энергообъединений на уровне ЦДУ ЕЭС СССР и ОДУ по программам В-2 или В-3 объекты, представленные ЭХОП, рассматриваются как эквивалентные электростанции.

Эквивалентные ХОП рассчитываются на уровне РЭУ для использования при расчетах в ОДУ и на уровне ОДУ для использования в ЦДУ. При расчетах ЭХОП на уровне ОДУ образуются укрупненные подсистемы, в состав которых, помимо отдельных электростанций, могут входить подсистемы, ЭХОП которых рассчитаны в соответствующих РЭУ.

При расчете ЭХОП по программе В-1 учитываются потери в электрической сети подсистемы, а также условия выгоды останова в резерв и пуска из резерва агрегатов (см. § 9.4). Непосредственный выбор агрегатов, подлежащих останову (пуску), производится при оптимизации режима по программе В-3.

Учет ограничений по режиму электрической сети при расчете ЭХОП не производится. В связи с этим в состав подсистемы нельзя включать станции (эквивалентные объекты), соединенные слабыми, мощными перегружаться связями. В зависимости от схемы и особенностей режима сети в каждой ЭС (ОЭС) может быть выделено несколько подсистем, не содержащих слабых связей.

Программа В-2 предназначена для расчета оптимального суточного режима ОЭС на уровне ЦДУ ЕЭС СССР или ОДУ. Критерием оптимальности является минимум издержек на топливо или минимум суммарного расхода условного топлива ТЭС, входящих в ОЭС. При расчете выбирается также оптимальный режим объектов с заданным на сутки расходом энергоресурсов (ГЭС, ТЭС с ограниченным расходом топлива). Ограничения по расходу топлива могут задаваться как для отдельных ТЭС или эквивалентных объектов подсистем, так и для группы объектов, использующих одинаковый вид топлива.

При расчете учитываются ограничения по максимальной и минимальной нагрузкам объектов и элементов электрической сети, а также по скорости изменения нагрузок объектов (см. § 9.1, 9.2).

При использовании ЭХОП объектов, рассчитанных по программе В-1, нагрузки эквивалентных объектов рассчитываются с учетом выгоды останова в резерв (пуска) агрегатов.

Конкретные агрегаты, подлежащие пуску и останову, выбираются при дальнейшей оптимизации режима ОЭС (ЭС) по программе В-3.

Программа В-3 предназначена для расчета оптимального суточного режима на уровнях РЭУ и ОДУ. Основное отличие от программы В-2 состоит в возможности выбора состава останавливаемых и пускаемых агрегатов на станциях, находящихся в ведении данной ступени диспетчерского управления и не входящих в состав эквивалентных объектов, представленных ЭХОП. Методика выбора изложена в § 9.3.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Адонц Г. Т. О сходимости итераций к единственному решению в расчете установившихся режимов электрической системы. — Изв. АН СССР. Сер. Энергетика и транспорт, 1971, № 3, с. 45—49.
2. Алябышева Т. М., Цветков Е. В. Дооптимизация суточных режимов ГЭС с учетом неустановившегося движения воды в нижних бьефах. — Тр. ВНИИЭ, 1978, вып. 54, с. 111—119.
3. Бененсон Е. И., Иоффе Л. С. Теплофикационные паровые турбины. — М.: Энергия, 1976. — 261 с.
4. Электрические системы. Т. 4./ В. А. Веников, В. И. Горушкин, И. М. Маркович, Н. А. Мельников, Д. А. Федоров. — М.: Высшая школа, 1973, 320 с.
5. Выбор состава работающего оборудования энергосистемы. — Кишинев: Изд-во АН Молдавской ССР, 1970. — 167 с.
6. Методика и алгоритм расчета на ЦВМ оптимального режима электрической сети/ И. С. Гарелик, В. М. Горнштейн, Ю. И. Максимов, В. А. Тимофеев. — Тр. ВНИИЭ, 1972, вып. 40, с. 141—161.
7. Горнштейн В. М. Располагаемая реактивная мощность генераторов. — Электрические станции, 1939, № 12, с. 4—10.
8. Горнштейн В. М. Наивыгоднейшее распределение нагрузок между параллельно работающими электростанциями. — М.—Л.: Госэнергоиздат, 1949. — 255 с.
9. Горнштейн В. М. Руководящие указания по выбору наивыгоднейшего распределения активной нагрузки между тепловыми электростанциями. — Информационные материалы ВНИИЭ, 1958, вып. 24, с. 84
10. Горнштейн В. М. Наивыгоднейшие режимы работы гидростанций в энергетических системах. — М.—Л.: Госэнергоиздат, 1959. — 248 с.
11. Горнштейн В. М. Методика учета режимов работы энергетических систем при проектировании. — Электричество, 1960, № 9, с. 4—11.
12. Горнштейн В. М. К вопросу о выборе наивыгоднейшего сочетания работающих агрегатов (распределения резерва) в энергосистеме — Тр. ВНИИЭ, 1961, вып. 13, с. 104—124.
13. Горнштейн В. М. Методика расчета наивыгоднейшего распределения нагрузки между агрегатами ТЭЦ. — Электрические станции, 1962, № 8, с. 2—7.
14. Горнштейн В. М. Проблема пиковых мощностей в энергосистемах и тарифы. — Электрические станции, 1963, № 8, с. 40—45.
15. Горнштейн В. М. О дополнении В. С. Шаханова к его статье. — Электричество, 1964, № 7, с. 76—83
16. Горнштейн В. М. Условия оптимального режима энергосистем при учете режимных ограничений с помощью штрафных функций. — Электричество, 1965, № 8, с. 39—44.

17. **Метод** расчета оптимального суточного режима объединенной энергосистемы/ В. М. Горнштейн, А. Г. Юровский, С. А. Савалов, О. И. Лебедева, В. Я. Чепига. — Тр. ВНИИЭ, 1970, вып. 38, с. 4—11.

18. **Горнштейн В. М., Мирошниченко Б. П., Муравлева Э. А.** Методика расчета эквивалентных характеристик групп электростанций. — Тр. ВНИИЭ, 1970, вып. 38, с. 25—39.

19. **Развитие** методов расчета потокораспределения в электрической сети/ В. М. Горнштейн, Ю. И. Максимов, Д. Г. Петухов, В. А. Тимофеев. — Тр. ВНИИЭ, 1970, вып. 38, с. 39—51.

20. **Горнштейн В. М., Максимов Ю. И.** Определение коэффициентов линеаризованных выражений для расчета потерь активной мощности в сети и нагрузок линий электропередачи. — Тр. ВНИИЭ, 1970, вып. 38, с. 51—68.

21. **Планирование** суточного режима ЕЭС с помощью ЦВМ/ В. М. Горнштейн, О. И. Лебедева, С. А. Савалов, В. Я. Чепига, А. Г. Юровский. — Электричество, 1972, № 3, с. 1—4.

22. **Горнштейн В. М., Штейнгауз В. Е.** Основы построения тарифов, стимулирующих работу потребителей в режиме выравнивания графиков нагрузки энергосистем. — Тр. ВНИИЭ, 1972, вып. 40, с. 5—22.

23. **Горнштейн В. М., Пономарев А. В.** Методика расчета оптимального режима и характеристик тепловой электростанции. — Тр. ВНИИЭ, 1972, вып. 40, с. 31—54.

24. **Горнштейн В. М.** Методика расчета оптимальных краткосрочных режимов энергосистем и их объединений. — Диссертация на соискание ученой степени д-ра техн. наук. — М.: 1973 — 343 с.

25. **Горнштейн В. М., Тимофеев В. А.** Методика расчета на ЭВМ установившегося и оптимального режима электрической сети. — М.: Энергия, 1978. — Тр. ВНИИЭ, вып. 54, с. 3—25.

26. **Горнштейн В. М., Мирошниченко Б. П.** Расчет оптимального режима энергетической системы с выбором оптимального состава агрегатов — Тр. ВНИИЭ, 1978, вып. 54, с. 58—71.

27. **Метод** и алгоритм оптимального планирования долгосрочных режимов ГЭС по критерию минимума расхода топлива в энергосистеме/ А. П. Кузьмин, Л. Г. Парфенов, А. К. Руднев и др. — Электричество, 1977, № 3, с. 8—14.

28. **Деннис Дж. Б.** Математическое программирование и электрические цепи. — М.: Изд-во иностр. лит., 1961. — 213 с.

29. **Демидович Б. М., Марон И. А.** Основы вычислительной математики. — М.: Наука, 1966 — 664 с.

30. **Длин А. М.** Математическая статистика в технике. — 3-е изд. — М.: Советская наука, 1958. — 465 с.

31. **Зангвилл У. И.** Нелинейное программирование. Единый подход — М.: Советское радио, 1973 — 312 с.

32. **Идельчик В. И., Крумм Л. А., Тарасов В. И.** Экспериментальное исследование неоднозначности решения уравнений установившегося режима — Тр. ИПИ, 1971, вып. 72, с. 27—47.

33. **Идельчик В. И., Тарасов В. И.** Экспериментальное исследование сходимости методов Ньютона и по параметру при расчете установившихся режимов сложных электрических систем — Тр. ИПИ, 1971, вып. 72, с. 5—27.

34. **Идельчик Н. Н., Лазебник А. И.** Аналитическое исследование существования и единственности решения уравнений установив-

шегося режима электрической системы. — Изв. АН СССР. Сер. Энергетика и транспорт, 1972, № 3, с. 47—56.

35. **Калахан Д.** Методы машинного расчета электрических схем. — М.: Мир, 1970 — 344 с.

36. **Качанова Н. А.** Электрический расчет сложных энергосистем на ЦВМ. — Киев: Техника, 1966. — 273 с.

37. **Ковшар Л. Г., Коробчук К. В., Цукерник Л. В.** К вопросу об однозначности результатов и сходимости итерационного расчета установившегося электрического режима энергосистемы. — Изв. АН СССР. Сер. Энергетика и транспорт, 1966, № 4, с. 106—110.

38. **Крумм Л. А.** Методы приведенного градиента при управлении электроэнергетическими системами. — Новосибирск: Наука, 1977. — 368 с.

39. **Кун Г. У., Таккер А. У.** Линейные неравенства и смежные вопросы. — М.: Изд-во иностр. лит., 1959. — 469 с.

40. **Лазебник А. И.** Аналитический метод расчета производных от потерь мощности в электрической сети. — В кн.: Применение математических методов и вычислительных машин в энергетике, вып. 2. — Кишинев: Изд-во АН Молдавской ССР, 1968, с. 16—23.

41. **Лазебник И. В.** Методика и алгоритм сравнения издержек при различных режимах работы энергосистем и энергообъединений. — Тр. ВНИИЭ, 1978, вып. 54, с. 132—141.

42. **Лазебник И. В.** Разработка методов расчета и анализа показателей работы энергетических систем на основе оптимизации их режимов. — Диссертация на соискание ученой степени канд. техн. наук — М.: 1978. — 170 с.

-43. **Линник Ю. В.** Метод наименьших квадратов и основы теории обработки наблюдений. — М.: Физматгиз, 1958. — 334 с.

44. **Маркович И. М.** Режимы энергетических систем. — 4-е изд. — М.: Энергия, 1969. — 350 с.

45. **Маркович И. М.** Расчет располагаемой реактивной мощности явнополюсных генераторов. — Электрические станции, 1945, № 7, с. 11—13

46. **Матвеев В. А.** Метод приближенного решения систем нелинейных уравнений. — Журнал вычислительной математики и математической физики, 1964, т. 4, № 6, с. 983—984.

47. **Мельников Н. А.** Матричный метод анализа электрических цепей. — 2-е изд. — М.: Энергия, 1972. — 231 с.

48. **Мирошниченко Б. П.** Усовершенствование методики оптимизации суточного режима энергосистем и энергообъединений. — Тр. ВНИИЭ, 1978, вып. 54, с. 21—24.

49. **Инструкция и методические указания по нормированию удельных расходов топлива на тепловых электростанциях.** — М.: БТИ ОРГРЭС, 1966. — 260 с.

50. **Дополнение к инструкции и методическим указаниям по нормированию удельных расходов топлива на тепловых электростанциях.** — М.: СЦНТИ ОРГРЭС, 1971. — 211 с.

51. **Типовая нормативная характеристика турбоагрегата ПТ-60-130/13 ЛМЗ.** — М.: СЦНТИ ОРГРЭС, 1975. — 32 с.

52. **Поляк Б. Т.** Методы минимизации функций многих переменных. — Экономика и математические методы, 1967, т. III, вып. 1, с. 11—16.

53. **Оптимизация режимов энергетических систем/ В. М. Синьков и др.** — 2-е изд. — Киев: Вища школа, 1976. — 307 с.

54. Сыров Ю. П., Чурквейдзе П. С., Посекалин В. В. Оптимизация суточных режимов электроэнергетических систем с использованием метода вспомогательных функций.—Тр. ИПИ, 1971. Вып. 72, с. 38—40.

55. Тимофеев В. А. Некоторые вопросы методики расчета оптимального режима питающей электрической сети энергосистемы.—Диссертация на соискание ученой степени канд. техн. наук.—М.: 1976.—214 с.

56. Тимофеев В. А., Элиассон Л. А. Методика решения систем линейных уравнений со слабо заполненной матрицей коэффициентов.—Тр. ВНИИЭ, 1978, вып. 54, с. 33—47.

57. Урин В. Д., Кутлер П. П. Энергетические характеристики для оптимизации режима электростанций и энергосистем.—М.: Энергия, 1974.—135 с.

58. Фадеев Д. К., Фадеева В. И. Вычислительные методы линейной алгебры.—2-е изд.—М.: Физматгиз, 1963.—734 с.

59. Фазылов Х. Ф. Методы режимных расчетов электрических систем.—Ташкент: Наука, 1964.—96 с.

60. Фазылов Х. Ф., Насыров Т. Х. Некоторые вопросы итерационного расчета установившегося режима электрических систем.—Изв. АН СССР. Сер. Энергетика и транспорт, 1971, № 6, с. 36—44.

61. Фазылов Х. Ф., Крамер Ю. М., Удовиченко В. Б. Учет частоты в расчетах установившихся режимов электрических систем.—Изв. АН Узб. ССР, 1974, вып. 6, с. 18—23.

62. Фиакко А., Мак-Кормик Г. Нелинейное программирование. Методы последовательной безусловной минимизации.—М.: Мир, 1972.—240 с.

63. Хедли Дж. Нелинейное и динамическое программирование.—М.: Мир, 1967.—506 с.

64. Хемминг Р. В. Численные методы.—2-е изд.—М.: Наука, 1972.—400 с.

65. Хидль Г. Диаграммы расходов паровых турбин.—М.: ОНТИ, 1937.—103 с.

66. Химмельблау Д. Прикладное нелинейное программирование.—М.: Мир, 1975.—534 с.

67. Цветков Е. В. Расчет оптимального регулирования стока водохранилищами ГЭС на ЦВМ.—М.: Энергия, 1967.—134 с.

68. Шахвердян С. В., Бабаян Д. М. Приложение трехмерного динамического программирования к оптимизации режима ТЭЦ с применением ЭВМ.—Теплоэнергетика, 1969, № 2, с. 63—66.

69. Щегляев А. В. Паровые турбины.—5-е изд.—М.: Энергия, 1976.—368 с.

70. Элиассон Л. А. Методика аналитического расчета эквивалентных характеристик электрической сети (линеаризованных выражений для расчета относительных приростов потерь в электрической сети и нагрузок ВЛ).—Тр. ВНИИЭ, 1978, вып. 54, с. 23—25.

71. Брамеллер А., Аллан Р., Хэмэн Я. Слабозаполненные матрицы. Анализ электроэнергетических систем.—М.: Энергия, 1979.—192 с.

72. Broyden C. G. A class of methods for solving nonlinear simultaneous equations.—Math. of Comp., 1965, № 19, p. 577—579.

73. Carpentier J. Contribution a l'etude du dispatching economique.—Des Electriciens, 1962, № 32, Aout, p. 431—447.

74. Dommel H. W., Tinney W. F. Optimal power flow solutions. — IEEE Trans. — Power Apparatus and Systems, 1968, vol. PAS-87, № 10, p. 1866—1877.

75. Powell M. J. D. A method for nonlinear constraints in minimization problems. — В «Optimization» (R. Fletcher a. oth.). Chapter 19, — London, New York, Academic Press, 1969, p. 283—298.

76. Хапп Х. Х., Илле В. Б., Рейзингер Р. Х. Влияние потерь на дросселирование пара в регулирующих клапанах турбин на экономичность работы энергосистем. — Энергетические системы и оборудование, 1963, № 64, февраль, с. 3—9.

77. Рингле Р. Дж., Вилльямс Д. Д. Применение метода динамического программирования для распределения нагрузки энергосистемы. — Энергетические системы и оборудование, 1963, № 64, февраль, с. 9—19.

78. Kirchmayer L. K. Economic operation of power systems. — New York, London, Chapman and Hall, 1958, p. 260.

79. Sato N. and Tinney W. F. Techniques for exploiting the sparsity of the network admittance matrix — IEEE Trans. Power Apparatus and Systems, 1963, vol. PAS-82, № 12, p. 944—950.

80. Tinney W. F., Hart C. E. Power flow solution by Newton's method. — IEEE Trans. Power Apparatus and Systems, 1967, vol. PAS-86, № 11, p. 1449—1459.

81. Тинней В. Ф., Уолкер Дж. В. Прямые решения квазиблочных уравнений цепей оптимально-упорядоченным разложением матрицы на треугольные множители. — ТИИЭР, 1967, т. 55, № 11, с. 31—40.

82. Лугинский Я. Н., Семенов В. А. Информационно-вычислительные системы в диспетчерском управлении. — М.: Энергия, 1975. — 159 с.

ОГЛАВЛЕНИЕ

Предисловие	3
Введение	4
Глава первая. Основные понятия	11
1.1. Независимые и зависимые параметры, характеризующие режим	11
1.2. Целевая функция	14
1.3. Задача оптимизации мгновенных режимов	16
1.4. Выпуклость и вогнутость. Условия единственности экстремума	21
1.5. Особенности оптимизации режима для периода времени	25
1.6. Разделение (декомпозиция) общей задачи оптимизации режима ЭС (ОЭС) на подзадачи	29
1.7. Разделение общей задачи по временному признаку	31
1.8. Основы разделения задач между ступенями диспетчерского управления (пространственная иерархия)	32
1.9. Иерархия задач	33
Глава вторая. Основы применяемых математических методов оптимизации	34
2.1. Выбор основ методики	34
2.2. Методика оптимизации для простейшего случая separable целевой функции (метод относительных приростов) и анализ полученных результатов	36
2.3. Учет особенностей (разрывов непрерывности и невыпуклости) характеристик относительных приростов агрегатов и электростанций	42
2.4. Градиентный метод оптимизации	48
2.5. Методика учета ограничений в форме неравенств	59
Глава третья. Характеристики паровых котлов	67
3.1. Виды характеристик котлов	67
3.2. Сглаживание результатов испытаний и выбор функций, подлежащих сглаживанию при расчете ХОП	71
3.3. Методика численного дифференцирования для расчета ХОП	80
3.4. Приближенное построение и коррекция ХОП котлов	81
Глава четвертая. Характеристики турбогенераторов	84
4.1. Общие замечания о характеристиках турбогенераторов и их форме	84
4.2. Характеристики конденсационных турбогенераторов	90

4.3. Особенности характеристик турбин с противодавлением и с ухудшенным вакуумом	94
4.4. Характеристики турбин с регулируемыми отборами пара	95
4.5. Выражение частных производных расхода тепла турбины с отборами пара через относительные приросты отдельных отсеков	106
4.6. Связь между характеристиками отсеков и диаграммой режимов	108
4.7. Построение характеристик отсеков турбины с отборами пара по ее диаграмме режимов или энергетическому уравнению	112
4.8. Предельные мощности паровых турбин	117
4.9. Оптимальное распределение электрической мощности между турбогенераторами, питающимися от общего паропровода, и расчет характеристики турбинной установки	119
4.10. Особенности расчета характеристик гидроагрегатов и гидростанций	122
Глава пятая. Расчет оптимального режима и эквивалентных характеристик тепловых электростанций (ТЭС) . . .	127
5.1. Расчет расходной характеристики и ХОП конденсационной станции	128
5.2. Выбор основ методики комплексной оптимизации режима ТЭЦ по электрическим мощностям и тепловым нагрузкам	130
5.3. Комплексная оптимизация режима ТЭЦ при неучете зависимости параметров пара от режима	137
5.4. Учет расхода мощности и электроэнергии на собственные нужды при оптимизации режима ТЭС	149
5.5. Пути учета изменений параметров пара и воды при оптимизации режима ТЭС	160
Глава шестая. Методика расчета установившегося режима электрической сети	167
6.1. Постановка задачи	167
6.2. Основные формы уравнений установившегося режима электрической сети и вопросы существования и неоднозначности их решений	172
6.3. Краткий обзор методов расчета установившегося режима электрической сети и выбор метода, подходящего для задачи оптимизации	181
6.4. Основы методики решения уравнений установившегося режима электрической сети	187
6.5. Исследования сходимости метода Ньютона	196
6.6. Исследования модифицированного метода Ньютона для решения уравнений установившегося режима	204
6.7. Повышение надежности расчетов установившегося режима электрической сети	205
Глава седьмая. Методика расчета оптимального режима электрической сети	218
7.1. Постановка задачи	218
7.2. Выбор основ методики решения	223
	335

7.3. Основы принятой методики оптимизации режима	225
7.4. Масштабирование	229
7.5. Расчет составляющих вектор-градиента	231
7.6. Методика решения разреженных систем линейных алгебраических уравнений	237
7.7. Учет дополнительных факторов при оптимизации режима	246
7.8. Реализация методики и опыт ее применения	250
Глава восьмая. Методика расчета эквивалентных характеристик электрической сети	252
8.1. Основные расчетные выражения	252
8.2. Методика расчета значений σ_i и коэффициентов K_{lj} для отдельных узлов	256
8.3. Методика расчета коэффициентов α_{ij}	260
8.4. Выбор расчетных режимов	264
8.5. Расчет коэффициентов линеаризованных выражений для генераторных и нагрузочных групп	265
8.6. Обеспечение линейной зависимости σ от P и ввод «нелинейных поправок» к значениям σ	270
8.7. Реализация методики	273
Глава девятая. Методика оптимизации краткосрочных режимов энергосистем и энергообъединений по активной мощности	274
9.1. Оптимизация режима на одном территориальном уровне для одной часовой точки суточного графика нагрузки	274
9.2. Расчет оптимального режима для периода времени T	285
9.3. Выбор оптимального состава работающих агрегатов	291
9.4. Методика расчета характеристик эквивалентных объектов (генераторных групп)	303
9.5. Реализация методики	308
Глава десятая. Применение методов краткосрочной оптимизации для винэпэд хячнэжэгшюа задач и других смежных вопросов	310
10.1. Принципы решения сложных задач с привлечением комплекса методов и алгоритмов	310
10.2. Комплексная оптимизация режима энергосистем по всем переменным	311
10.3. Дооптимизация режима ГЭС с учетом неустановившегося движения воды в нижних бьефах	313
10.4. Методика сравнения издержек на топливо при различных режимах работы энергосистем и энергообъединений	314
10.5. Применение методов оптимизации для долгосрочного планирования, коррекции и анализа основных технико-экономических показателей энергопредприятий	317
10.6. Некоторые другие области применения методов оптимизации режимов энергосистем	322
10.7. Проектирование развития энергосистем	322
Приложение. Комплексы программ для расчета на ЭВМ оптимальных режимов энергосистем	324
Список литературы	320